

Konferenzen

Energieforschung

Teil I

herausgegeben von

J.-Fr. Hake, W. Kuckshinrichs
K. Kugeler, W. Pfaffenberger
und H.-J. Wagner

.....

.....

Forschungszentrum Jülich GmbH
RWTH Aachen, Universität-GH Essen, Universität Oldenburg

Energieforschung

Teil I

Manuskripte der Vorlesungen des
2. Jülicher Ferienkurses „Energieforschung“
vom 22. September bis 2. Oktober 1996
im Forschungszentrum Jülich

herausgegeben von

Jürgen-Friedrich Hake
Wilhelm Kuckshinrichs
Kurt Kugeler
Wolfgang Pfaffenberger
Hermann-Josef Wagner

Konferenzen des Forschungszentrums Jülich Band 20, Teil I/1996

ISSN 0938-6521 ISBN 3-89336-197-9

Die Deutsche Bibliothek - CIP-Einheitsaufnahme

Energieforschung : Manuskripte der Vorlesungen des 2. Jülicher Sommerkurses
„Energieforschung“ vom 22. September bis 2. Oktober 1996 im

Forschungszentrum Jülich / Forschungszentrum Jülich GmbH... Hrsg. von
Jürgen-Friedrich Hake ... - Jülich : Forschungszentrum, Zentralbibliothek.

(Konferenzen des Forschungszentrums Jülich ; Bd. 20)

ISBN 3-89336-197-9

NE: Hake, Jürgen-Friedrich [Hrsg.]; Jülicher Ferienkurs Energieforschung <2, 1996>; Forschungszentrum
<Jülich>; Konferenzen des Forschungszentrums Jülich

Teil I. - (1996). - 451 S.

Herausgeber Forschungszentrum Jülich GmbH
und Vertrieb: ZENTRALBIBLIOTHEK
 D-52425 Jülich
 Telefon (02461) 61-5368 · Telefax (02461) 61-6103

Druck: Graphische Betriebe, Forschungszentrum Jülich GmbH

Copyright: Forschungszentrum Jülich GmbH 1996

Konferenzen des Forschungszentrums Jülich, Band 20, Teil I

ISSN 0938-7668

ISBN 3-89336-197-9

Inhalt

Teil I

Vorwort	VII
----------------------	-----

Energiebedarf und Energieversorgung

<i>R. Theenhaus und J.-Fr. Hake, Forschungszentrum Jülich GmbH</i> Energie: Grundlage für zukünftige Entwicklungen.....	1
<i>P. Borsch, Forschungszentrum Jülich GmbH</i> Energienutzung und Zivilisation	13

Energietechnik

<i>H. Barnert, Forschungszentrum Jülich GmbH</i> Grundlagen der Energieumwandlung	51
<i>T. Hoffmann, Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke -VDEW- e.V.</i> Fossil befeuerte Kraftwerke.....	79
<i>B. Jäger, Technische Universität Berlin</i> GuD-Kraftwerke	105
<i>R. Pruscek und H. Vogelsang, Universität GH Essen</i> Kraft-Wärme-Kopplung	125
<i>K. Kugeler und P.W. Phlippen, Forschungszentrum Jülich GmbH</i> Neue Reaktorkonzepte.....	149
<i>D. Meissner, Forschungszentrum Jülich GmbH</i> Grundlagen der Brennstoffzelle	177
<i>H. Wagner und J. Simon, Forschungszentrum Jülich GmbH</i> Photovoltaik: Zwischen Wirkungsgraden und Kosten oder Wann kommt der Strom aus der Sonne?	197
<i>H. Bouillon, PreussenElektra AG</i> Windenergie	217
<i>J. Eldens und G.H. Wolf, Forschungszentrum Jülich GmbH</i> Fusionsforschung	231

Energieverteilung

<i>P. Markewitz, Forschungszentrum Jülich GmbH</i> Leitungsgebundene Energieträger	257
<i>G. Krost, Gerhard Mercator Universität GH Duisburg</i> Elektrische Netze.....	291
<i>H. Fasold, Ruhrgas AG</i> Das Europäische Gas-Transportsystem	293

Energiewirtschaft

<i>W. Pfaffenberger und P. Opitz, Carl von Ossietzky Universität Oldenburg / Internationales Konversionszentrum (BICC), Bonn</i>	
Liberalisierung der Stromwirtschaft – Erfahrungen im Westen und Möglichkeiten in Osteuropa.....	317
<i>W. Ströbele, Westfälische Wilhelms-Universität Münster</i>	
Bestimmungsfaktoren von Angebot und Nachfrage auf dem Ölmarkt	345
<i>H.-W. Schiffer, Rheinbraun AG</i>	
Die Rolle der Braunkohle im Energiemix der Bundesrepublik Deutschland..	359
<i>W. Pfaffenberger, Carl von Ossietzky Universität Oldenburg</i>	
Modelling Economics of Renewable Energy Systems	385
<i>H. Welsch, Universität Köln</i>	
Energie und Umwelt aus volkswirtschaftlicher Sicht	401
<i>B. Zinow, Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke – VDEW – e.V.</i>	
Der rechtliche Rahmen der Stromversorgung	419
<i>D. Schulte-Janson , Ministerium für Wirtschaft , Mittelstand, Technologie und Verkehr des Landes Nordrhein-Westfalen</i>	
Strompreisaufsicht, Least-Cost Planning und Förderung regenerativer Energien	435

Energie und Umwelt

<i>H.-J. Wagner, Universität-GH Essen</i>	
Entstehung und Ausbreitung von Schadstoffen	457
<i>H.-J. Wagner, Universität-GH Essen</i>	
Rauchgasreinigung.....	483
<i>Ch. Holzapfel und H.-J. Wagner, Forschungszentrum Jülich GmbH / Universität-GH Essen</i>	
Treibhauseffekt und Klimamodelle	501
<i>M. Kleemann, Forschungszentrum Jülich GmbH</i>	
Aktuelle ökologische und ökonomische Aspekte bei der Nutzung regenerativer Energiequellen	527
<i>W. Linden, Gas-,Elektrizitäts- und Wasserwerke (GEW) Köln AG</i>	
Ökoaudit	543

Teil II

Systemanalyse, Energiesysteme

<i>K. U. Birnbaum, Forschungszentrum Jülich GmbH</i> Systemanalyse von Brennstoffzellen	553
<i>H. Bartels, Forschungszentrum Jülich GmbH</i> PHOEBUS-Jülich: Eine autonome Energieversorgung mit dem System Photovoltaic – Elektrolyse – Brennstoffzelle	585
<i>K. Pallaske, Gas-, Elektrizitäts- und Wasserwerke (GEW) Köln AG</i> GEW – Strategie für eine energiesparende und umweltschonende Energieversorgung Kölns	611
<i>W. Kuckshinrichs und J.-Fr. Hake, Forschungszentrum Jülich GmbH</i> Szenarien zur Minderung energiebedingter Klimagasemissionen in Deutschland	623
<i>D. Martinsen und P. Markewitz, Forschungszentrum Jülich GmbH</i> Politiksznarien für den Klimaschutz: Rechnungen mit dem IKARUS-Optimierungsmodell	645
<i>L. Schrattenholzer, International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA), Laxenburg</i> Globale Energieperspektiven für das nächste Jahrhundert	679

Sicherheit und Risiko von Energieanlagen

<i>E. Hicken, Forschungszentrum Jülich GmbH</i> Probabilistische Sicherheitsanalysen	699
<i>J. Mertens und B. Reer, Forschungszentrum Jülich GmbH</i> Methodik und Ergebnisse von Bewertungen menschlicher Zuverlässigkeit in probabilistischen Sicherheitsanalysen	745
<i>V. Gasser, Gerling-Konzern</i> Umweltrisiken aus rechtlicher und technischer Sicht – Analyse- und Versicherungsmöglichkeiten -	781
<i>W. Fischer und G. Stein, Forschungszentrum Jülich GmbH</i> Energieversorgung, Umwelt und Sicherheit	799
<i>M. Zwick, Akademie für Technikfolgenabschätzung in Baden-Württemberg</i> Sind die Deutschen technikfeindlich?	825

Energiesituation in ausgewählten Ländern

<i>E. Gelfort, Bundesamt für Strahlenschutz</i> Situation der Kernenergie in Osteuropa	853
---	-----

<i>A. Mathur, Tata Energy Research Institute (TERI), India</i> Development and Deployment of Solar and Wind Energy Technologies in India: A Policy Perspective	867
<i>W. Zhang, Forschungszentrum Jülich GmbH</i> Entwicklung der Kernenergie im asiatischen Raum, speziell in China.....	893

Energieforschung und Energiepolitik

<i>S. Semke, Forschungszentrum Jülich GmbH</i> Energieforschung in Deutschland	919
<i>D. Peisker, Forschungszentrum Jülich GmbH</i> Förderprogramme der Europäischen Union auf dem Gebiet der nichtnuklearen Energien	941
<i>W. Pfaffenberger, Carl von Ossietzky Universität Oldenburg</i> Anforderungen an die Energiepolitik aus volkswirtschaftlicher Sicht.....	957
<i>K. Kübler, Bundesministerium für Wirtschaft</i> Grundlagen der Energiepolitik	979

Autoren	997
----------------------	-----

Vorwort

Mit dem 2. Ferienkurs *Energieforschung* wenden sich die Veranstalter erneut an Studierende und jüngere WissenschaftlerInnen auf dem Gebiet *Energieforschung*. Der Ferienkurs vermittelt Kenntnisse im Umfeld von Technik, Wirtschaft und Wissenschaft. Im Vordergrund steht die ganzheitliche Betrachtung energietechnischer und energiewirtschaftlicher Systeme mit ihren Auswirkungen auf die Umwelt. In Anbetracht der Komplexität der zu betrachtenden Systeme kann dies nur an Hand ausgewählter Beispiele erfolgen.

Ein Blick auf Themen, die in der (deutschen) Energiewirtschaft gegenwärtig diskutiert werden, zeigt, daß zum Teil beachtliche Fortschritte zu verzeichnen sind:

- Die Modernisierung des Kraftwerksparks, insbesondere in den neuen Bundesländern, schreitet weiter voran. Hier sei beispielhaft das Braunkohlen-Großkraftwerk in Schkopau genannt, das 1996 in Betrieb genommen wurde.
Fortschritte sind nicht nur auf dem Gebiet der konventionellen Kraftwerkstechnik zu verzeichnen, sondern auch bei zukünftigen Optionen. Das Fusionsexperiment WENDELSTEIN 7-X erhielt eine Finanzierungszusage der Kommission der EG über Investitionen von 320 Mio. DM.
- Die regenerativen Energiequellen werden zunehmend stärker auch bei größeren Demonstrationsvorhaben genutzt. Das in Betrieb genommene Solarkraftwerk des Wissenschaftspark Gelsenkirchen besitzt die derzeit größte, auf einem Dach errichtete Solaranlage der Welt. Die Betreiber rechnen mit 190000 kWh Solarstrom pro Jahr.
Die Rolle der regenerativen Energiequellen und ihr Beitrag zur Stromversorgung in Deutschland wird gegenwärtig am Stromeinspeisegesetz problematisiert.
- Seit April 1995 gilt die Umweltaudit-Verordnung zur Verbesserung des betrieblichen Umweltschutzes in allen Mitgliedsstaaten der Europäischen Union. Die Gas-, Elektrizitäts- und Wasserwerke Köln AG ist das erste Energieversorgungsunternehmen in Deutschland, das eine validierte Umwelterklärung abgegeben hat und in das EG-Verzeichnis der eingetragenen Standorte aufgenommen wurde.
- Die energiepolitische Komponente der Diskussion um den Standort Deutschland geht von einem stagnierenden Primärenergiebedarf sowie einer zunehmenden Integration in den europäischen Energiemarkt aus. Innerhalb der EU zeichnet sich ein Kompromiß über die Gestaltung der ersten Schritte zu einem Binnenmarkt ab. Die leitungsgebundene Energiewirtschaft steht in diesem Zusammenhang mit der zu erwartenden Änderung des Energiewirtschafts- und Kartellgesetzes vor großen Veränderungen, die bis in die Organisationsstrukturen der Unternehmen ausstrahlen.
- Die internationale Situation läßt sich zum einen durch eine voraussichtlich auf längere Sicht weiter steigende Nachfrage nach Primärenergie und auf der anderen Seite durch Maßnahmen zum Klimaschutz charakterisieren. Die Wechselwirkungen und Implikationen dieser beiden zum Teil gegenläufigen Trends waren Gegenstand der Weltenergiekonferenz in Tokio. Joint Implementation scheint als Instrument geeignet, einen Kompromiß zwischen technischen Möglichkeiten in den hochindustrialisierten Ländern und einer wachsenden Nachfrage nach Energie in den weniger entwickelten Ländern mit hohem Wirtschaftswachstum zu bieten.

Die im Sommer 1996 publizierten Ergebnisse des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) bestätigen und präzisieren die Kenntnisse über den anthropogenen Treibhauseffekt. Sie liefern die Grundlage für eine Beratung von weitergehenden Maßnahmen zum Klimaschutz.

Der Ferienkurs *Energieforschung* greift viele dieser Punkte auf und versucht, Hintergründe und Zusammenhänge über die Grenzen einzelner Fachgebiete hinweg zu analysieren. Das Programm besteht aus Vorträgen, Diskussionen und Exkursionen. Im Vergleich zum vorangegangenen Ferienkurs wurde das Programm leicht modifiziert, indem Anregungen aus dem Kreis der Teilnehmer und Referenten aufgegriffen wurden. Darüberhinaus ist es -wie im vergangenen Jahr- wieder gelungen, namhafte Fachleute aus Energiewirtschaft und Energiepolitik als Referenten zu gewinnen. Sie bereichern das Programm ganz wesentlich. Der Ferienkurs bietet den Teilnehmern die Möglichkeit zu vertiefter Diskussion und zum Gedankenaustausch mit den Referenten. Persönliche Kontakte zu den unterschiedlichen Einrichtungen auf dem Gebiet der Energiewirtschaft und Energieforschung können geknüpft werden.

Mit dem vorliegenden Band werden den Teilnehmern Unterlagen zu den Themen des Ferienkurses zur Verfügung gestellt. Den Autoren der schriftlichen Beiträge sei für die Sorgfalt, Disziplin und ihr großes Engagement gedankt.

Der 2. Ferienkurs *Energieforschung* wurde von folgenden Institutionen unbürokratisch und großzügig unterstützt:

- *Gas-, Elektrizitäts- und Wasserwerke Köln AG (GEW)*
- *Gesellschaft der Freunde und Förderer von Systemforschung e.V. (gste)*
- *Gesellschaft für Energiewissenschaft und Energiepolitik e.V. (GEE)*
- *Rheinbraun AG*
- *Stadtwerke Düsseldorf*
- *Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e.V. (VDEW).*

Die Veranstalter bedanken sich beim Vorstand des Forschungszentrums Jülich. Er hat wie im Vorjahr die Durchführung des Ferienkurses großzügig unterstützt. Die freundliche Unterstützung des *Instituts für Energieverfahrenstechnik* und des *Projekts Kernfusion* des Forschungszentrums Jülich ermöglicht einen Einblick in die energietechnische Forschungspraxis. Dank gilt dem Tagungsbüro der KFA für die organisatorische Durchführung. Die Doktoranden der STE haben wieder kompetent und freundlich bei der Vorbereitung des Ferienkurses *Energieforschung* geholfen.

Jülich, September 1996

Jürgen-Friedrich Hake, Wilhelm Kuckshinrichs, Kurt Kugeler

Wolfgang Pfaffenberger, Hermann-Josef Wagner

Energiebedarf und Energieversorgung

Energie: Grundlage für zukünftige Entwicklung

R. Theenhaus

Mitglied des Vorstands

Forschungszentrum Jülich GmbH

J.-Fr. Hake

Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung

Forschungszentrum Jülich GmbH

52425 Jülich

Energie versetzt Menschen und Maschinen in die Lage, Arbeit zu verrichten. So wird Energie zur Produktion von Gütern, für Transportvorgänge und für Dienstleistungen benötigt. Eine ausreichende, gesicherte und kostengünstige Versorgung mit Energie ist daher eine wesentliche Grundlage für das Funktionieren eines Gemeinwesens und den erwirtschafteten Wohlstand.

1 Globaler Energiebedarf

Die Menschheit deckt ihren Energiebedarf heute zu etwa 90 % aus den fossilen Energieträgern Kohle, Öl und Gas; die verbleibenden 10 % werden durch Kernenergie und erneuerbare Energien gedeckt. Für die nähere Zukunft erwarten Fachleute der International Energy Agency (IEA) in Paris keine wesentlichen Veränderungen, soweit es den Mix der Energieträger angeht. Anders sieht es beim weltweiten Primärenergiebedarf selbst aus; er wird weiter ansteigen und sich bis zum ersten Jahrzehnt des nächsten Jahrhunderts gegenüber 1971 etwa verdoppeln. Ursache hierfür sind weiter anhaltendes Bevölkerungswachstum von heute etwa 5,5 Mrd. auf 7 bis 8 Mrd. nach 2010 und starkes Wirtschaftswachstum in einigen Regionen der Erde.

Der Energieverbrauch pro Kopf variiert regional sehr stark. Während in den Ländern der OECD der Primärenergieverbrauch pro Kopf am höchsten ist und kaum noch ansteigen wird, sind andere Regionen aufgrund ihres starken Wirtschaftswachstums durch einen stärkeren Anstieg charakterisiert. Selbst unter den OECD-Staaten gibt es große Unterschiede; so ist der

Energieverbrauch pro Kopf in Amerika mit 6,32 toe¹ etwa doppelt so hoch wie in den übrigen Industrieländern.

Einige Länder Süd- und Ostasiens verzeichnen in den letzten Jahren ein sehr starkes Wirtschaftswachstum. Eng verbunden damit ist ein entsprechender Anstieg des Energiebedarfs. Sehr deutlich wird dies am Beispiel China: Der mittlere Energieverbrauch pro Kopf und Jahr beträgt in China gegenwärtig 0,62 toe. Soll die dynamische Wirtschaftsentwicklung weitergeführt werden, ist zweifellos eine fast parallel laufende Steigerung der Verfügbarkeit an Primärenergie notwendige Voraussetzung, falls es nicht gelingt, die Energieeffizienz deutlich zu verbessern. Mit dieser sich abzeichnenden Steigerung würde der jährliche Pro-Kopf-Verbrauch im Jahr 2010 voraussichtlich bei ca. 1 toe liegen, immer noch weit entfernt vom gegenwärtigen mittleren Energieverbrauch pro Kopf und Jahr von gut 3,5 toe in Deutschland. China fördert zur Zeit über eine Milliarde Tonnen Kohle pro Jahr, um damit zumindest zum Teil seinen Energiebedarf zu decken. Das energiewirtschaftliche Programm sieht für die nächsten zwei Dekaden eine Steigerung der Kohleförderung um mehrere hundert Millionen Tonnen vor. Diese extensive Nutzung fossiler Energieträger in Verbindung mit zum Teil veralteter Technik wirkt sich zunehmend nachteilig auf die Umwelt aus.

Ähnliche regionale Unterschiede gelten auch für die Energieintensität, die als Quotient von Endenergienachfrage und dem Bruttoinlandsprodukt definiert ist. Auffällig sind in diesem Zusammenhang die hohen Werte für die Länder des früheren Ostblocks (CEE/FSU²). Grund hierfür sind bisher noch fehlende marktwirtschaftliche Strukturen, eine Volkswirtschaft mit einem hohen Anteil an energieintensiver Produktion sowie ein veralteter und nicht optimal eingesetzter Maschinenpark. Für die Zukunft kann diese Region nicht mehr als Einheit betrachtet werden. Man muß vielmehr die unterschiedlichen, zum Teil sehr positiven Entwicklungen in den einzelnen Staaten differenziert berücksichtigen.

Tabelle 1 gibt für die Jahre 1971, 1992 und 1993 den von der IEA ermittelten Weltprimärenergiebedarf an; im ersten Teil nach Energieträgern, darauf folgend nach Regionen differenziert. Die in den letzten beiden Spalten angegebenen Bereiche für die Jahre 2000 und 2010 beschreiben den Spielraum, der sich aus den beiden IEA-Szenarien *Energy Savings Case*

¹ 1 toe = 1 t Mineralöläquivalent = 1,428 t SKE (Steinkohleeinheit) = 41 868 MJ (Megajoule)

² CEE: Central/East Europe; FSU: Former Soviet Union

(ESC) und *Capacity Constraints Case* (CCC) ergibt. Die Kenngrößen Energiebedarf pro Kopf und Energieintensität stehen in der zweiten Hälfte der Tabelle.

	1971	1992	1993	2000		2010	
				ESC	CCC	ESC	CCC
Primärenergie (MTOE)	4998	7935	8086	8982	9354	10867	11800
Kohle	1515	2301	2291	2509	2566	3025	3224
Öl	2446	3109	3271	3660	3780	4456	4684
Gas	900	1745	1712	1864	2050	2275	2795
Kernergie	29	554	571	647	647	680	680
Wasser	104	192	205	240	242	307	311
sonstige	4	34	36	62	69	124	106
Primärenergie (MTOE)							
OECD-Nordamerika	1770	2336	2387	2572	2684	2744	2996
OECD-Europa	1090	1442	1441	1515	1579	1560	1732
OECD-Pazifik	329	555	565	647	669	739	806
CEE/FSU	1008	1501	1354	1196	1275	1353	1545
Ostasien	101	392	431	597	619	870	927
Südasien	72	241	251	344	355	625	658
Mittlerer Osten	55	260	288	364	380	508	577
M.- u. Südamerika	142	283	290	344	365	433	484
Afrika	77	217	215	276	288	389	419
Energie pro Kopf (TOE)	1.33	1.46	1.46	1.47	1.52	1.56	1.70
OECD-Nordamerika	6.26	6.36	6.32	6.26	6.54	6.08	6.64
OECD-Europa	2.80	3.29	3.27	3.36	3.50	3.39	3.77
OECD-Pazifik	2.73	3.82	3.88	4.30	4.45	4.79	5.23
CEE/FSU	2.84	3.62	3.25	2.86	3.05	3.16	3.61
Ostasien	0.27	0.68	0.73	0.90	0.93	1.15	1.23
Südasien	0.10	0.21	0.21	0.26	0.27	0.40	0.42
Mittlerer Osten	0.81	1.85	2.00	2.14	2.23	2.38	2.70
M.- u. Südamerika	0.60	0.78	0.78	0.83	0.88	0.91	1.02
Afrika	0.21	0.33	0.32	0.33	0.35	0.36	0.39
Energieintensität (TOE/1000\$)	-	0.43	0.43	0.38	0.40	0.34	0.37
OECD-Nordamerika	0.54	0.42	0.42	0.37	0.38	0.31	0.34
OECD-Europa	0.32	0.25	0.25	0.22	0.23	0.18	0.20
OECD-Pazifik	0.23	0.17	0.17	0.17	0.18	0.15	0.16
CEE/FSU	-	1.98	2.36	1.64	1.75	1.25	1.43
Ostasien	0.60	0.54	0.50	0.45	0.46	0.37	0.39
Südasien	0.44	0.59	0.59	0.56	0.58	0.59	0.62
Mittlerer Osten	0.22	0.64	0.70	0.75	0.77	0.74	0.77
M.- u. Südamerika	0.39	0.41	0.40	0.36	0.39	0.33	0.36
Afrika	0.34	0.50	0.52	0.49	0.51	0.48	0.51

Quelle: IEA 1996

Tab.1: Kennzahlen des globalen Energiebedarfs.

Ein Blick auf die Verhältnisse im Jahr 2000 bzw. sogar 2010 mag problematisch erscheinen. Andererseits erfordern viele energiewirtschaftliche Investitionsvorhaben ein großes finanzielles

Volumen und einen Realisierungszeitraum von mehreren Jahren. So rechnet man heute für den Bau eines Kraftwerks in Deutschland von der Genehmigung bis zur Übergabe an den Betreiber mit mehreren Jahren; der Zeitraum für den Betrieb umfaßt inzwischen oft mehr als 30 Jahre. Aufschluß und Abbau eines Braunkohlevorkommens erstrecken sich über mehrere Jahrzehnte. Es ist daher nicht weiter verwunderlich, wenn sich die Weltenergiekonferenz sogar mit Trends befaßt, die bis ins Jahr 2025 und darüber hinaus reichen. Ziel dieser zukunftsorientierten Analysen ist nicht die exakte Prognose, sondern ein Aufzeigen von Entwicklungslinien, möglichen Handlungsspielräumen und Handlungsnotwendigkeiten.

2 Energiebedarf in Deutschland

Die Entwicklung des Primärenergiebedarfs in den alten Bundesländern Deutschlands kann man in mehrere Phasen unterteilen:

- Anstieg bis 1973 auf 265 Mio. toe;
- als Folge der ersten Ölpreiskrise 1973/74 ein Rückgang bis 1975 auf 243 Mio. toe;
- erneuter Anstieg bis 1979 auf 286 Mio. toe;
- als Folge der zweiten Ölpreiskrise 1979/80 ein erneuter Rückgang auf 253 Mio. toe im Jahr 1982;
- seit Mitte der 80er Jahre ein nahezu konstanter Primärenergieverbrauch von ca. 275 Mio. toe.

Bemerkenswert ist, daß die bis 1979 bestehende positive Korrelation zwischen zunehmendem Primärenergieverbrauch, wachsendem Bruttosozialprodukt und Bruttostromverbrauch in den folgenden Jahren aufgehoben zu sein scheint. Während Bruttosozialprodukt und Bruttostromverbrauch weiter zunehmen, stagniert der Primärenergieverbrauch. Seit einigen Jahren wächst aber auch der Stromverbrauch langsamer als das Bruttosozialprodukt. Hierfür sind insbesondere der rationellere Umgang mit Energie, das Energiesparen, eine Umstrukturierung innerhalb der Industrie in Richtung energieärmerer Produkte, aber auch das Wegwandern von Produktionsstätten z.B. für Basisprodukte der Chemie maßgebend. Der Rückgang des Energieverbrauchs von z. B. Waschmaschinen oder Fernsehgeräten in den letzten etwa 20 Jahren beträgt über 70 %!

Energie ermöglicht erst direkt oder indirekt die Befriedigung menschlicher Lebensbedürfnisse. Beispiele hierfür sind Ernährung, Wohnen, die Urlaubsfahrt, aber auch die Produktion von Kleidung oder die Herstellung und der Betrieb von Produktionsanlagen. Der

Primärenergieverbrauch berücksichtigt alle diesen Bedürfnissen zuzuordnenden Energieumsätze, z.B. auch den Energieverbrauch für den Personen- und Güterverkehr. Die folgenden Zahlen basieren auf einer Analyse des jährlichen Primärenergieverbrauchs pro Einwohner in Deutschland (alte Bundesländer, 1988, 4,424 toe); danach entfallen auf Nahrung 20,1 %, Kleidung 5,6 %, Gesundheit 12,0 %, Wohnen 31,9 %, Bildung 4,5 %, gesellschaftliches Zusammenleben 5,2 %, Freizeit 16,5 %, Sonstiges 4,2 %.

Seit der Vereinigung der beiden deutschen Staaten hat sich der Primärenergieverbrauch auf einem Niveau von etwa 334 Mio. toe eingependelt (Tab. 2). Es gibt aber noch starke Unterschiede zwischen den alten und neuen Bundesländern: So lag der Primärenergieverbrauch pro Kopf im Jahr 1994 in alten Bundesländern deutlich höher, während es sich bei der Energieintensität umgekehrt verhält (Tab. 3).

	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Primärenergie (MTOE)	366	346	339	338	336	340
Gas	55	58	58	61	61	67
Mineralöl	125	133	135	138	136	137
Steinkohle	55	56	53	51	52	51
Braunkohle	76	60	52	47	44	42
Kernenergie	55	33	36	34	34	35
sonstige	0	6	5	7	9	10
Endenergie (MTOE)	225	223	217	220	216	--
Industrie	71	64	62	58	59	--
Verkehr	57	58	60	62	61	--
Haushalte	57	60	57	60	58	--
Kleinverbraucher	37	38	37	39	37	--
Bruttostromverbrauch (TWh)	—	539.4	537.1	525.7	525.9	536.0
Energie pro Kopf (TOE)	4.466	4.323	4.204	4.156	4.128	4.169
Energieintensität (TOE/1000 DM BIP)	0.1409	0.1218	0.1170	0.1194	0.1128	0.0980

Quelle: BMWi 1995, Schiffer 1996

Tab. 2: Kennzahlen der deutschen Energiewirtschaft.

1994	ABL	NBL
Primärenergieverbrauch pro Kopf (toe)	4,3	3,2
Energieintensität (toe je 1000 DM BIP)	0,1051	0,1959

Quelle: BMWi 1995

Tab. 3: Spezifischer Energieverbrauch und Energieintensität in den alten und neuen Bundesländern im Jahr 1994.

Längerfristig rechnet die Prognos AG, die im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft die Frage der zukünftigen Entwicklung der deutschen Energiemärkte untersucht hat, weiter mit einem weitgehend stagnierenden Primärenergieverbrauch. Erdgas wird allerdings zu Lasten der anderen fossilen Energieträger und der Kernenergie seinen Anteil deutlich ausbauen. Die Entwicklung des Endenergieverbrauchs wird in allen Verbrauchssektoren durch zwei jeweils stark ausgeprägte gegenläufige Einflüsse beherrscht:

- Eine zunehmende Nachfrage nach Energiedienstleistungen sowie
- einen abnehmenden spezifischen Energieverbrauch zur Erbringung dieser Leistung.

Die Untersuchung geht davon aus, daß die technischen Potentiale zur Senkung der spezifischen Verbräuche nicht ausgeschöpft werden. Für die Zukunft spielt die Integration der deutschen Energiewirtschaft in einen europäischen Energiemarkt eine zunehmend wichtiger werdende Rolle.

3 Energie und Umwelt

Viele Jahre lang standen Sicherheit und niedrige Kosten der Energieversorgung im Vordergrund. In den letzten beiden Jahrzehnten gewannen Umweltaspekte eine immer größere Bedeutung, denn jede Energienutzung - von der Gewinnung der Energieträger über die Umwandlung und Nutzung bis zur Entsorgung der Abfälle - wirkt sich auf die Umwelt aus. Die Energienutzung verursacht umfangreiche Stoffströme. Damit verbundene Umweltbeeinträchtigungen müssen soweit wie möglich vermieden werden.

Dafür wurde in der Vergangenheit schon durch Verbesserung der Effizienz einiges geleistet. Der Gesetzgeber erzwingt darüber hinaus z.B. über das Setzen von Grenzwerten für ausgewählte Emissionen wie SO_2 , NO_x und Staub einen weitergehenden Umweltschutz und ggf. eine vorzeitige Substitution oder Modernisierung alter Anlagen. Die Verordnung über Großfeuerungsanlagen (13. BImSchV) enthält die Grenzwerte für Emissionen aus Feuerungsanlagen mit einer Wärmeleistung von mehr als 100 MW, während für kleinere Anlagen die TA-Luft maßgeblich ist. Durch derartige gesetzgeberische Maßnahmen sowohl auf Bundes- als auch auf Länderebene konnten in den letzten 20 Jahren die Schadstoffemissionen deutlich verringert werden.

Gegenwärtig ist es vor allem das eigentliche Verbrennungsprodukt Kohlendioxyd (CO_2), das neben Methan und Distickstoffoxid als wichtigstes Treibhausgas Anlaß zur Sorge gibt. Weitere

Verbesserungen der Effizienz auf allen Stufen der Umwandlung und Nutzung von Energie, vermehrter Einsatz kohlenstoffärmerer Energieträger, regenerative und nukleare Energieträger stellen geeignete Ansätze zur Lösung des Problems dar. Die Diskussion zeigt, daß es prinzipiell mehrere, zumindest technisch realisierbare Pfade zur Minderung der durch die Energienutzung entstehenden Klimagasemissionen gibt. Die einzelnen Wege unterscheiden sich aber hinsichtlich der entstehenden zusätzlichen Kosten und ihrer politischen Konsensfähigkeit. Im Rahmen des vom BMBF geförderten Forschungsvorhabens IKARUS wurden Werkzeuge entwickelt, mit denen die komplexen Entscheidungsprozesse wissenschaftlich fundiert unterstützt werden können.

Unsere Umwelt stellt Rohstoffe nur in begrenztem Umfang zur Verfügung. Dies gilt auch für die Energieressourcen. Zumindest von der Größenordnung her lassen sich die Energieressourcen folgendermaßen umreißen: Die statischen Reichweiten der Öl- und Gasreserven - ohne diesen Begriff im Detail zu differenzieren - betragen in erster Näherung und grob skizziert einige 10 Milliarden toe, die Kohlereserven weltweit - in grob skizzierter Form quantifiziert - einige hundert Milliarden toe. Damit würden Öl- und Gas, wenn man den gesamten heutigen Energiebedarf der Welt nur durch diese Energieträger abdecken würde, einige Jahrzehnte reichen, bei der Kohle wären es einige hundert Jahre. Diese Größenordnungen ändern sich auch durch immer wieder aufkommende neue Erdöl- und Erdgasfunde nicht.

Eine langfristig angelegte Energiepolitik muß also auch auf jeden Fall die Begrenztheit dieser Ressourcen mit einbeziehen, was in heutigen Tagen oft vergessen wird. Darüber hinaus muß man immer wieder bewußt die Frage stellen, ob nicht die fossilen Energieträger, d. h. Kohle, Öl und Gas, nicht zu unterschätzende wichtige Basis- und Rohstoffe sind für viele Produkte bis hin zu Arzneimitteln, und daher für eine einfache Verbrennung und Wärme- oder auch Stromerzeugung viel zu schade sind. Auch dieses ist ein Aspekt, der heute in der Energiepolitik noch fast keine Rolle spielt.

Hier stellt sich schon die Frage, ob der heutige Umgang mit dem Rohstoff Energie mit Blick auf zukünftige Generationen zu verantworten ist. In einem erweiterten Kontext war dies Gegenstand der Konferenz der Vereinten Nationen für Umwelt und Entwicklung 1992 in Rio de Janeiro. Ausgangspunkt ist die Feststellung, daß wirtschaftliche, soziale und ökologische Entwicklung eine untrennbare Einheit bilden. Die Rio-Deklaration, die Agenda 21 und die

Konventionen zu Ozonschicht, Klima und biologischer Vielfalt spiegeln die gemeinsame Verantwortung von Industrie und Entwicklungsländern zur Förderung einer nachhaltigen Entwicklung wider. In der Klimarahmenkonvention wird für die Industrieländer und weitere im Anhang genannte Länder das Ziel festgelegt, die Emissionen an Kohlendioxid auf das Niveau von 1990 zurückzuführen.

4 Energieforschung in Deutschland und der Europäischen Union

Die zunehmenden internationalen Aspekte in der Energiewirtschaft, der effiziente und schonende Umgang mit Ressourcen sowie die Lösung der Umweltprobleme stellen hohe Anforderungen dar, die mit vielen offenen Fragen verbunden sind. Hier liegen große Herausforderungen für Forschung und Entwicklung, die nur im engen internationalen Verbund gelöst werden können.

Wichtige Aufgaben von Energieforschung bestehen darin:

- neue Optionen - wie die kontrollierte Kernfusion - technisch prinzipiell zu erschließen;
- grundsätzlich bekannte Techniken - wie die Brennstoffzelle und Photovoltaik- auf ihre sinnvolle Nutzung hin technisch und vor allem wirtschaftlich zu optimieren;
- existierende, wirtschaftlich einsetzbare Techniken - wie die Gasturbine - in ihrem Wirkungsgrad und ihrer Umweltverträglichkeit weiter zu verbessern;
- Konzepte für eine sinnvolle Integration von Einzeltechniken in die Energiewirtschaft zu erstellen und zur Realisierung dieser Konzepte beizutragen;
- Entscheidungsgrundlagen für Wirtschaft und Politik zu liefern.

Diese naturwissenschaftlich-technische Charakterisierung von Energieforschung wird ganz wesentlich ergänzt durch Arbeiten im Bereich der Wirtschafts- und Sozialwissenschaften.

Die Rahmenbedingungen der Energieforschung werden zumindest teilweise durch die Politik bestimmt. Die staatliche Energieforschung wird in Programmen formuliert, in denen die aus Sicht der Politik erforderlichen Schwerpunkte gesetzt werden. Die Schwerpunkte des 1996 verabschiedeten *4. Programms Energieforschung und Energietechnologien* sind breit gefächert und liegen auf

- Reduzierung des Energiebedarfs durch Steigerung der Effizienz bei der Energieumwandlung und rationeller Energieverwendung,

- Energieversorgung mit verringerter CO₂- und Umweltbelastung auf der Basis von erneuerbaren Energien und Kernenergie,
- Langfristoptionen für die Energieversorgung, insbesondere kontrollierter Kernfusion, und
- übergreifenden Themen. Hierzu zählen der Aufbau von Datenbanken, die Analyse komplexer Systeme sowie die Untersuchung von Innovationshemmnissen bei der Energieeinsparung.

Die Entwicklung neuer Energietechniken hat eine technologiepolitische Dimension, indem eine wissenschaftlich-technische Basis zur Modernisierung und Sicherung des Standorts Deutschland geschaffen wird. Das finanzielle Volumen des Programms beläuft sich gegenwärtig auf 749 Mio. DM und soll bis auf 834 Mio. DM im Jahr 2000 anwachsen (Tab. 4).

	1996	1997	1998	1999	2000
1. Reduzierung des Energiebedarfs	153,2	164,7	173	179,2	189
2. Energieversorgung mit verringerter CO ₂ - und Umweltbelastung	406,7	402,2	403,5	408,3	410
3. Langfristoptionen für die Energieversorgung	171,4	201,2	214	211,7	215,2
4. Übergreifende Themen	18	18	18	18	20
Summe (Mio. DM)	749,3	786,1	808,5	817,5	834,2

Quelle: H.-F. Wagner, 1996.

Tab. 4: Geplante finanzielle Aufwendungen der Bundesregierung für Energieforschung in Deutschland.

Inzwischen findet auf EU-Ebene in zunehmendem Ausmaß eine Koordination von Energieforschung durch die zuständigen Gremien statt. Nach Erweiterung der Europäischen Union um Österreich, Finnland und Schweden will die Europäische Kommission das Budget für die Forschungsausgaben innerhalb des *vierten Rahmenprogramms* (1994 bis 1998) um sieben Prozent erhöhen. Dabei sollen alle Teilbereiche und Förderprojekte gleichmäßig in den Genuß der beabsichtigten Mittelsteigerung kommen. Auf Platz eins der Förderliste steht mit 2,045 Milliarden Ecu³ die Informationstechnologie, gefolgt von der Industrie- und

³ 1 Ecu \approx 1,90 DM

Materialtechnologie mit 1,730 Milliarden Ecu, den EU-Forschungszentren mit 1,1 Milliarden Ecu und der Energietechnik mit 1,035 Milliarden Ecu (zuzgl. 0,850 Milliarden Ecu für Kernfusion und 0,171 Milliarden Ecu für die Sicherheit von Atomkraftanlagen).

5 Energieforschung im Forschungszentrum Jülich

Im Forschungszentrum Jülich spielt die Energieforschung eine zentrale Rolle. Während es beim Beschluß des nordrhein-westfälischen Landtags vom 11.12.1956 zur Gründung der KFA darum ging, die Voraussetzungen für eine friedliche Nutzung der Kernenergie zu schaffen, indem man eine „gemeinsame Atomforschungsanlage des Landes Nordrhein-Westfalen“ gründete, zeichnet sich das gegenwärtige Programm *Energieforschung in der KFA* durch eine große thematische Vielfalt und Spannweite aus.

Der Schwerpunkt der Arbeiten liegt auf der *Energietechnik*; die Elemente reichen von der Fission bis zur Fusion, von der Photovoltaik bis zur Brennstoffzelle:

- Ausgehend von den Arbeiten der KFA zum Hochtemperaturreaktor (HTR) steht heute die innovative Reaktortechnik im Vordergrund. Die Arbeiten konzentrieren sich auf Beiträge zu einer inhärent sicheren Kerntechnik.
- Bei der Brennstoffzelle handelt es sich um eine attraktive Technik zur Energieumwandlung mit hohem Wirkungsgrad und niedrigen Schadstoffemissionen. Die Arbeiten in Jülich erfassen sowohl die Niedertemperatur- als auch die Hochtemperatur-Brennstoffzelle. Dabei wird neben Grundlagenforschung auch stark anwendungsorientierte Forschung mit Schwerpunkten auf der Verfahrenstechnik und der Materialforschung betrieben.
- Im Bereich der Photovoltaik liegt der Schwerpunkt auf amorphen Siliziumzellen. In Zukunft soll jedoch die kristalline Dünnschichtzelle mit gleicher Intensität bearbeitet werden. Ziel der Untersuchungen ist es, höhere Wirkungsgrade, eine geringere Degradation und niedrigere Fertigungskosten zu erreichen.
- In der Fusionsforschung befaßt sich das Forschungszentrum Jülich im Rahmen einer internationalen Kooperation mit Fragen der Plasma-Wand-Wechselwirkung. Hier stellt die Zusammenarbeit mit kompetenten Partnern in Belgien und den Niederlanden ein wesentliches Element dar. Die kontrollierte Kernfusion ist als eine sehr langfristige CO₂-freie Option zur Energieversorgung anzusehen.

Sicherheitsuntersuchungen bei energietechnischen Anlagen gehen aus von Erfahrungen mit Leichtwasserreaktoren und werden schrittweise auf andere technische Bereiche übertragen.

Die intensive Nutzung fossiler Energieträger, insbesondere von Rohöl, wirft Fragen nach Lagerstätten, ihrem Umfang und ihrer Entstehung auf.

Angesichts der Komplexität energiewirtschaftlicher und ökologischer Fragestellungen wird zunehmend fachübergreifender Sachverstand für die Untersuchung vernetzter Zusammenhänge benötigt. Die Systemforschung entwickelt hierfür Methoden und unterstützt durch geeignete Analysen energie- und umweltpolitische Entscheidungsträger.

Damit die Ergebnisse dieser Forschung auch zum technischen Einsatz kommen, müssen Partner aus der Industrie rechtzeitig mit eingebunden werden. Außerdem können nicht alle Aspekte dieser zum Teil recht komplexen Gebiete in Jülich erschöpfend erforscht werden, so daß das Forschungszentrum Jülich im Verbund mit zahlreichen Partnern in Hochschulen und anderen Forschungsinstituten auf dem Gebiet der Energieforschung zusammenarbeitet.

6 Literaturhinweise

BMBF, 4. Programm Energieforschung und Energietechnologien. Bonn 1996.

BMWi, Energiedaten '95. Bonn 1995.

BMWi, Die Energiemärkte Deutschlands im zusammenwachsenden Europa - Perspektiven bis zum Jahr 2020. Bonn 1995.

P. Borsch - H.-J. Wagner, Energie und Umweltbelastung. Springer Verlag, Berlin 1992.

W.R. Cline, The Economics of Global Warming. Institute for International Economics, Washington, DC 1992.

G. Erdmann, Energieökonomik. vdf und B.G. Teubner Verlag, Stuttgart 1992.

J.-Fr. Hake - G. Stein - H.-F. Wagner, IKARUS - Klimagasreduktionsstrategien und ihre Beurteilung. Spektrum der Wissenschaft, Januar 1995.

IEA, World Energy Outlook 1996 Edition. OECD/IEA, Paris 1996.

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), Climate Change 1995. Cambridge University Press, Cambridge 1996.

K. Kugeler - P.-W. Phlippen, Energietechnik. Springer Verlag, Berlin 1993.

K. Kugeler - H. Neis - G. Ballensiefen (Hrg.), Fortschritte in der Energietechnik. Monographien des Forschungszentrums Jülich, Band 8/1993.

M. Kleemann - M. Meliß, Regenerative Energiequellen. Springer Verlag, Berlin 1993.

W. Korff, Die Energiefrage - Entdeckung ihrer ethischen Dimension. Paulinus Verlag, Trier 1992.

W.D. Nordhaus, Managing the Global Commons: The Economics of Climate Change. The MIT Press, Cambridge, MA 1994.

H.-W. Schiffer, Deutscher Energiemarkt '95. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 3, 1996.

H.-W. Schiffer, Energiemarkt Bundesrepublik Deutschland. TÜV Rheinland, Köln 1993.

Siemens Energieerzeugung, Kraftwerk-Perspektiven 93. Erlangen 1994.

M. Szöllösi-Janze - H. Trischler, Großforschung in Deutschland. Campus Verlag, Frankfurt 1990.

UBA, Daten zur Umwelt 1992/93.

H.-F. Wagner, Das vierte deutsche Energieforschungsprogramm. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 9/1996.

Energienutzung und Zivilisation

P. Borsch

Forschungszentrum Jülich GmbH
Programmgruppe Mensch, Umwelt, Technik
D-52425 Jülich

1. Einleitung

Der Mensch braucht - wie jedes Lebewesen - zur Aufrechterhaltung seiner Lebensfunktionen Energie. Er beschafft sie sich mit pflanzlicher und tierischer Nahrung. Die pflanzliche „Primärproduktion“ ist die energetische Grundlage alles tierischen und damit auch des menschlichen Lebens. Grüne Pflanzen nutzen die Energie des Sonnenlichts, um aus Kohlendioxid (mit etwa 0,3 ‰ Bestandteil der Atmosphäre), Wasser und im Boden wassergelösten Mineralstoffen (wie Stickstoff, Kalium, Phosphor und anderen) Biomasse aufzubauen.

Die Verfügbarkeit von Nahrung - in Verbindung mit klimatischen Faktoren und mit natürlichen Feinden - begrenzt in der Natur die Zahl der Individuen einer Art. Der Mensch hat durch seine Erfindungsgabe, seine Intelligenz, im Lauf einer langen Entwicklung gelernt, diese Begrenzungen immer wieder hinauszuschieben. Dabei hat er nahezu die ganze Erdoberfläche besiedelt, und er hat dabei auch höhere Bedürfnisse entwickelt wie z. B. Herstellung von Kunstwerken, Religion, Lesen, Musik, Reisen, Unterhaltung, wozu ebenfalls Energie aufgewendet werden muß. Dafür hat er die von der Sonne gespeisten natürlichen Energiequellen - Biomasse, Wasser- und Windkraft - im Verlauf einiger hunderttausend Jahre mit Technik und Arbeitsorganisation immer besser zu nutzen gelernt.

In den letzten Jahrhunderten hat er dann mit einer hochentwickelten Technik in zunehmendem Maße nichterneuerbare Energiequellen wie Kohle, Erdöl, Erdgas und Uran verwendet. So hat der Mensch seine Umwelt immer effektiver genutzt und beherrscht.

Das hatte vielfältige Folgen. Einerseits wurde dadurch eine Spezialisierung möglich. Von den Landwirten konnten einzelne Menschen mit ernährt werden, die für die Schaffung und Aufrechterhaltung sozialer Organisation sorgten, die neue Techniken erfanden, die über die Stellung des Menschen in der Welt nachdachten, die Werkzeuge und Gebrauchsgegenstände produzierten, Kunstwerke schufen - kurz das, was wir als Zivilisation bezeichnen. Damit gelang es den Menschen andererseits, die Nahrungsproduktion und damit die Zahl der Menschen immer stärker zu vermehren, und diese immer noch wachsende Zahl von Menschen, die ihre Umwelt für ihre Zwecke nutzen, hat die Welt in ebenfalls zunehmender Geschwindigkeit verändert.

In der modernen Industriegesellschaft mit dem großen Energieeinsatz für technische Verfahren und Geräte wird vielfach übersehen, daß für die längste Zeit der menschlichen Entwicklung die Nahrungsenergie die einzige Energiequelle war; sie war die Grundlage der menschlichen Arbeitskraft. Vor etwa 500 000 Jahren lernten die Menschen dann, das Feuer zu nutzen. Mit dem Feuer begannen sie, kühlere Klimazonen (bis zum Rand der eiszeitlichen Gletscher) zu besiedeln, in denen sie vorher nicht hätten überleben können. Erst in den letzten Jahrtausenden kamen dazu weitere Energiequellen: tierische Arbeitskraft, Wasserkraft und Wind. Aber auch heute entfallen - in Deutschland - noch rund 20 % des Energieaufwandes auf Herstellung, Verarbeitung, Transport und Zubereitung der Nahrung (Theenhaus 1995, 6). In Ländern der Dritten Welt ist der Anteil sicher wesentlich größer.

Im folgenden soll an Beispielen gezeigt werden, wie die Nutzung von Energie einerseits zur Entwicklung der Zivilisation (und der vielen Kulturen) grundlegend beigetragen hat, andererseits aber auch immer wieder neue Probleme geschaffen hat, die dann oft von Fall zu Fall irgendwie gelöst oder bewältigt werden mußten. Dabei entstanden dann wieder neue Probleme. Die Darstellung kann nicht erschöpfend sein, dazu ist das Thema zu umfangreich, die Wechselwirkungen sind zu vielfältig. Sie kann aber vielleicht zum Nachdenken anregen und zur Diskussion und damit beim Auffinden von Wegen in eine tragfähige Zukunft helfen.

Die Begriffe „Energienutzung“ und „Zivilisation“ bedürfen vielleicht einer kurzen Erläuterung.

Der Begriff „Energienutzung“ ist wenig gebräuchlich. Im Bereich der Energiewirtschaft wird von „Energieerzeugung“ und „Energieverbrauch“ gesprochen, in der Energietechnik von Energieumwandlung. Mit „Energienutzung“ ist hier gemeint, daß sowohl nach den

Energiequellen gefragt wird als auch nach dem Nutzen, d. h. nach den Zwecken des Energieeinsatzes. Quantitative Angaben darüber sind für vergangene Zeiten so gut wie nicht vorhanden, allenfalls Abschätzungen; aber auch gegenwärtig sind zuverlässige Zahlen über den Energieeinsatz nach Verwendungszwecken kaum zu finden.

Zivilisation erläutert der Neue Brockhaus von 1975 mit „[von lat. civis, Bürger], i.w.S. verfeinerte Lebensweise und Gesittung; i.e.S. die durch Wissen und Technik veränderten materiellen und sozialen Gegebenheiten einer Gesellschaft, in Abhebung von einem ungeformten Naturzustand menschlichen Zusammenlebens....Für den Lebensstil der Z. sind Handel, Handwerk, Berufe mit höherer Vorbildung und der Bereich der Verwaltung, die sich in Städten zu konzentrieren pflegen, charakteristisch; in ihnen haben sich besonders differenzierte Formen der Arbeitsteilung und der Bürokratie entwickelt...“ In diesem Sinne wird der Begriff auch hier gebraucht.

2. Vorgeschichte: Das Paläolithikum

Aus Funden wissen wir heute, daß die Entwicklung zum Menschen wahrscheinlich in Afrika erfolgte. Von den frühen Hominiden bis zum Homo erectus hat die Natur etwa 3 Mio. Jahre gebraucht, bis zum Homo sapiens eine weitere Million Jahre. Schon diese Frühmenschen waren wie viele höhere Tiere bestrebt, sich das Leben leichter zu machen. Sie erfanden und benutzten einfache Steinwerkzeuge bei der Nahrungsbeschaffung. Sie lebten in einem klimatisch günstigen Gebiet, mit Temperaturen um 27 °C, wo sie keine Kleidung brauchten; die tierische und pflanzliche Nahrung fanden sie in der Umgebung, und man nimmt heute an, daß sie dafür nicht wesentlich mehr als etwa zwei Stunden am Tag arbeiten mußten (Campbell 1985, 62, 74). Vor zwei Millionen Jahren mag es etwa 125 000 Frühmenschen gegeben haben, die in Afrika lebten. Die Bevölkerungsdichte war mit 0,005 bis 0,25 pro km² extrem gering (Campbell 1985, 72). Aber da jede Art einen Überschuß an Nachkommen produziert, besiedelten die Frühmenschen immer weitere Flächen, zunächst über den indischen Subkontinent bis nach Java. Vor etwa 500 000 Jahren waren Organisation der Jagd, Jagdwaffen und die Beherrschung des Feuers soweit entwickelt, daß der Homo erectus beginnen konnte, in die gemäßigten bis kühleren Zonen der Erde vorzudringen.

Mit dem Feuer konnten die Menschen zunächst das Nahrungsangebot in ihrer Umwelt besser nutzen. Manche Pflanzen sind im rohen Zustand nicht oder kaum genießbar. Vor allem aber

konnten sie in Gebiete vordringen, in denen sie ohne Feuer erfroren wären. Mit Hilfe von Energie durch Verbrennung von Biomasse waren die Grenzen der natürlichen Ausstattung hinsichtlich der menschlichen Grundbedürfnisse Nahrung, Kleidung und Wohnung erstmals vollständig überschritten (Lüning 1983, 132).

Während sich Pflanzen und Tiere an andere klimatische Bedingungen nur durch genetische Evolution anpassen können, war dies den Menschen durch kulturelle Evolution gelungen - allerdings immer noch sehr langsam über viele Jahrtausende hinweg. So begann die Abhängigkeit des Menschen von der Technik (Lüning 1983, 135). Im letzten Abschnitt der letzten Eiszeit, etwa 35 000 bis 10 000 v. Chr., erreichte die Jägerkultur ihren Höhepunkt. Zeugnisse dieser Kultur sind plastische Tier- und Menschenbilder, die Höhlenmalereien in Südfrankreich und Spanien. Alle Kontinente waren von Menschen besiedelt¹. Als die Gletscher zurückgingen, rückten Wälder in die Grasebenen vor, auf denen das Großwild von den Menschen gejagt wurde. Dieser Verlust von Weideflächen und die gewachsene Bevölkerung hatte gravierende Folgen: In Europa und Asien verschwanden Fellmammut, Fellrhinoceros, Steppenbüffel, Riesenelch, eine Ziegengattung; die Zahl der Pferde und Rinder ging stark zurück. Es ist nicht ganz klar, wie weit auch die Klimaänderung eine Rolle dabei spielte; immerhin hatten Elefanten und Rhinocerosse vorherige Erwärmungen überlebt (Harris, 1995, 33). Die Jäger waren gezwungen, ihren Nahrungsenergiebedarf zunehmend durch kleinere Wildtiere, Fische, Krebse, Vögel, Schnecken sowie Bucheckern, Nüsse, Wildgemüse und Wildgetreide zu decken. In Gegenden mit reichlich Wildgetreide entstanden Dauersiedlungen, weil man von dem gesammelten Getreide Vorräte anlegen konnte, und zudem die Geräte zur Verarbeitung des Getreides - Röstöfen, Mühlen - das Umherziehen behinderten.

In der Neuen Welt war bis auf Büffel und Lama um 7000 v. Chr. das Großwild ausgerottet, darunter Pferde, Riesenbüffel, Rinder, Elefanten, Kamele, Antilopen, Schweine, Riesenfaultiere. Sie waren vor dem Eintreffen der Menschen vor etwa 14000 Jahren nie gejagt worden und fielen den effizienten Jägern zum Opfer (Harris 1995, 34).

¹ In den Eiszeiten war so viel Wasser im Festlandeis festgelegt, daß der Meeresspiegel bis zu 100 m niedriger war. So drangen über damalige Landbrücken die Menschen von Südostasien auf die indonesischen Inseln und über Alaska nach Amerika vor.

3. Die neolithische Revolution: Ackerbau und Viehzucht

Allmählich lernten die Menschen - zunächst im vorderen Orient -, daß man die Erträge steigern kann, wenn man Getreidesamen in vorbereitete Flächen gezielt aussät und die Flächen möglichst von „Unkraut“ freihält, und sie lernten auch, daß man Fleisch am besten konservieren kann, wenn man dafür sorgt, daß die Tiere lebend in der Nähe der menschlichen Wohnungen bleiben. Diese Erfindung von Ackerbau und Viehhaltung wird als „neolithische Revolution“ bezeichnet. Sie war eine notwendige Voraussetzung für die Entstehung von Zivilisation. Diese neolithische Revolution fand nicht in kurzer Zeit statt - deshalb wird um diesen Begriff gestritten - , aber die Folgen waren unbestritten revolutionär. Mit Pflege und dann auch Zucht von Nutzpflanzen und Haustieren zum Zweck der Ertragssteigerung greift der Mensch erstmals in die Evolution ein. Seitdem ist er auf domestizierte Pflanzen und Tiere angewiesen, aber auch sie können ohne Hege und Pflege durch den Menschen nicht überleben (Weniger 1983, 185). Der jungsteinzeitliche Ackerbau breitete sich in den folgenden Jahrtausenden auch nach Europa aus; ab 4500 v. Chr. entwickelte sich in Mitteleuropa die Ackerbau-Kultur der sogenannten Bandkeramiker.

Der Übergang von der Jäger- und Sammlerkultur zur Ackerbaugesellschaft hat lange gedauert. Dabei wurden im Lauf von Jahrtausenden die Jäger- und Sammlervölker weitgehend in weniger fruchtbare Gebiete (wüstenähnliche Gebiete in Afrika, arktische Gebiete Sibiriens und Nordamerikas) abgedrängt. Ende des 18. Jahrhunderts hatte fast die ganze Menschheit das Jägerstadium hinter sich (Cipolla 1972, 16).

Mit dem Übergang zur neuen Wirtschaftsform des Ackerbaus änderte sich auch das generative Verhalten. Aus Jäger- und Sammlergesellschaften, die außerhalb Europas noch bis in dieses Jahrhundert existierten, weiß man, daß dort die Bevölkerungsdichte durch eine kulturell begründete Zuwachskontrolle in einem sicheren Abstand von der vorgegebenen Tragkapazität gehalten wird (Markl 1983 b, 92). Dazu dienen brutale Mittel wie Kindestötung, aber auch subtile wie jahrelanges Stillen der kleinen Kinder. Auf diese Weise können die wetterbedingten jährlichen Änderungen im Nahrungsangebot abgepuffert werden. Über viele Jahrtausende hatte ein stabiler Regelkreis mit negativer Rückkopplung bestanden.

Dieses stabile „Weltmodell“ wurde mit der neolithischen Revolution durch ein dynamisches mit positiver Rückkopplung ersetzt. Die witterungsbedingte Unsicherheit der Erträge in der Landwirtschaft ist weit größer als beim Sammeln der Körner von Wildgetreide, deshalb

Notjahre - vor Verderbnis zu schützen, aber auch vor anderen Gruppen, die sich möglicherweise des Speichereinhaltes bemächtigen wollen. Man baut also schließlich Mauern um die Speicher und stellt eine Schutztruppe auf, die dann auch neben dem Schutz der Speicher und des Territoriums für weitere Landnahme geeignet ist. Dafür braucht man dann wieder mehr Nahrungsmittel, also größere Ackerflächen, und dafür mehr Leute usw. usw. (Markl 1983 b, 95).

In den Agrargesellschaften kamen Hungersnöte infolge von Mißernten immer wieder vor - sie bremsen den Bevölkerungsanstieg. Er wurde auch gebremst durch unterschiedliche kulturelle Methoden der Geburtenbeschränkung (Thomas 1990, 285), ging aber letzten Endes immer weiter.

Mit dem Übergang zum Ackerbau änderte sich nicht die Pflanzenmasse pro Hektar, sondern die Zusammensetzung der Flora. Statt einer Pflanzenvielfalt gab es auf der Ackerfläche nur eine Art, durch Züchtung wurde das Verhältnis Wurzel zu Kornmasse und Blatt- zur Kornmasse verringert. So konnte auf der gleichen Fläche bis zu 10mal mehr Nahrungsenergie gewonnen werden als vorher (Markl 1983 b, 96). Das Leben war jedoch nicht leichter geworden, im Gegenteil: „Der Paläolithiker kennt kein Brot, der Neolithiker kennt es nur mit dem biblischen Schweiß getränkt“ (Markl 1983 b, 96).

Damit konnte die Bevölkerungsdichte zunehmen und auch die Zahl der Menschen. Vom Homo erectus, vor mehr als einer Million Jahren, hatte sich die Menschheit bis vor etwa 30 000 Jahren um den Faktor 5 vermehrt, wobei sie fast die ganze Erdoberfläche besiedelte; um etwa 10 000 v. Chr. mögen 1 bis 10 Millionen Menschen gelebt haben. In den nächsten zehn Jahrtausenden kamen 150 Millionen dazu; im Mittelalter, um das Jahr 1000, waren es etwa 350 Millionen (Abb. 1).

Um für die wachsende Menschenzahl genügend Nahrung zu beschaffen, mußte die landwirtschaftliche Fläche gewaltig vergrößert werden; dafür wurden Wälder gerodet. Mit dem von Zugtieren gezogenen Pflug, etwa ab 3000 v. Chr., konnten die Flächenerträge allmählich nochmals bis zum Zehnfachen gesteigert werden (Markl 1983 b, 96). Die größere Zahl von Menschen, die dank der größeren Nahrungsmengen ernährt werden konnte, brauchte natürlich

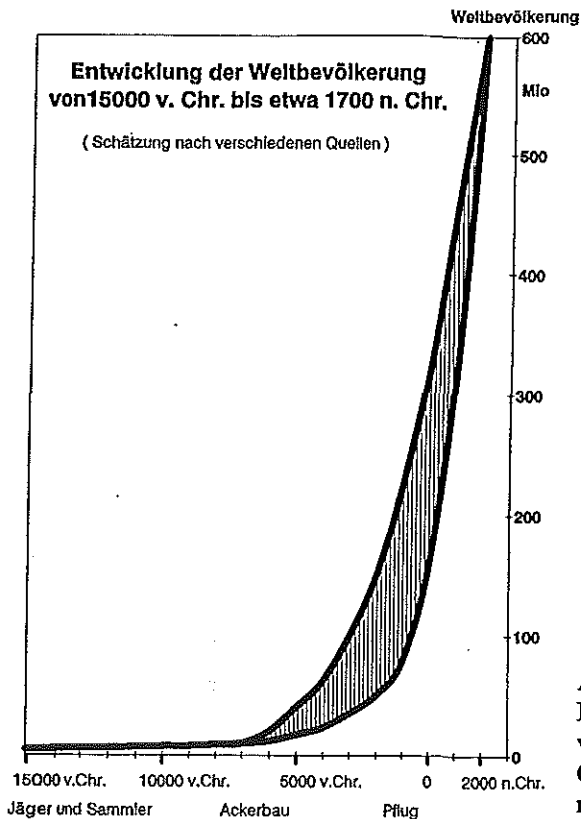


Abb. 1:
Entwicklung der Weltbevölkerung
von 15000 v. Chr. bis etwa 1700 n.
Chr. Schätzungen nach verschiede-
nen Quellen

auch entsprechende Mengen von Prozeß- und Heizenergie. Durch Waldrodung fiel genug Holz auch dafür an.

Im Vorderen Orient, im Gebiet des fruchtbaren Halbmondes, wurden vor 11000 Jahren die ersten Dörfer angelegt. Zahlreiche Getreidearten wurden angebaut, und als sich Überschüsse erwirtschaften ließen, konnten diese gegen handwerklich hergestellte Geräte eingetauscht werden. Ein Kaufmannsstand konnte entstehen, die Handwerker spezialisierten sich, und aus günstig an den Handelsstraßen gelegenen Dörfern bildeten sich Städte, die zudem Schutz vor Angreifern bot. Die älteste bekannteste Stadt ist Jericho. Seine Einwohnerzahl um 8000 v. Chr. wird auf weit über 1000 geschätzt (Festinger 1985, 111). Das friedliche Zusammenleben einer solchen Zahl von Menschen bedarf schon einiger Regeln und wohl auch einer hierarchischen Organisation. Damit schuf die Erfindung von Ackerbau und Viehzucht die Voraussetzung für das Entstehen von Städten, die zu Anfang sicher eher größere Dörfer waren, und damit zum Beginn der Entwicklung von Zivilisation. Um 3000 v. Chr. hatten manche Städte schon 50 000 Einwohner oder sogar bald, wie etwa Ur um 2200 v. Chr. doppelt so viele (Thomas 1989, 64). Vom vorderen Orient breiteten sich die Ackerbau-Kenntnisse nach Osten zum Indus aus. Ob

Einwohner oder sogar bald, wie etwa Ur um 2200 v. Chr. doppelt so viele (Thomas 1989, 64). Vom vorderen Orient breiteten sich die Ackerbau-Kenntnisse nach Osten zum Indus aus. Ob die Landwirtschaft in China um 4000 v. Chr. selbst erfunden oder vom Westen importiert wurde, ist unklar; es scheint sicher zu sein, daß in Mittelamerika (um 3500 v. Chr.) und Peru (um 2200 v. Chr.) der Ackerbau unabhängig erfunden wurde.

Zur Landwirtschaft gehören auch Tiere; zunächst waren es Hunde, Schafe, Ziegen, Schweine, später Rinder, Esel und Pferde. Die Tiere lieferten teils Fleisch und Milch, also hochwertige eiweißreiche Nahrungsenergie, teils lieferten sie Arbeitskraft, sie zogen Pflüge und transportierten Güter und Menschen. Zu Esel und Pferd kam im 2. Jahrtausend v. Chr. noch das Kamel als Lasttier.

Nicht vergessen dürfen wir, daß auch die Arbeitskraft von Sklaven - das waren ganz überwiegend Kriegsgefangene - eine wichtige Energiequelle war. Ohne sie hätten die Pyramiden in Ägypten nicht gebaut werden können, und Sklaven waren es, die in den Bergwerken die Erze förderten. Sklaven wurden aber auch für alle anderen Arbeiten eingesetzt. Sklavenarbeit war für viele Jahrhunderte ein wichtiger Wirtschaftsfaktor.

4. Der Beginn der Zivilisation: die frühen Hochkulturen

„Als der Ackerbau das Land zwischen Euphrat und Tigris, das Tal des Indus und die Ufer des Nils erreicht hatte, kam der komplexe Zivilisationsprozeß endgültig in Gang. Fest steht, daß dies etwa um 8000 v. Chr. geschah.“ (Wedgewood 1989, 20).

In den frühen orientalischen Hochkulturen wurden zwischen 4000 und 2800 v. Chr. viele wesentlichen Techniken erfunden, auf deren Nutzung bis zum Beginn der Industrialisierung das Wirtschaftssystem beruht. In mehr als 4000 Jahren wurden diese Erfindungen erheblich weiterentwickelt und damit sehr viel effizienter. Um 3000 v. Chr. waren Pflug und Rad erfunden und wurden genutzt. Der Pflug half, Nahrungsenergie mit geringerem Einsatz an menschlicher Arbeitskraft zu gewinnen, das Rad brachte Energieeinsparung beim Transport. Für die Küstenschifffahrt wurden jetzt Segelschiffe verwendet, also die Windenergie genutzt. Andererseits wurden Techniken entwickelt, die Wärmeenergie in Form von Brennholz und Holzkohle benötigten: Das Erschmelzen von Glas war bekannt, Häuser wurden aus gebrannten

Lehmziegeln gebaut, Kupfer-, Silber- und Bleierze wurden bergmännisch gewonnen und verhüttet, Bronzeschwerter und Bronzegeräte hergestellt. Besonders für Bergbau und Hüttenwesen waren umfangreiche Erfahrungen und Kenntnisse notwendig; das Brennholz lieferte nicht nur die notwendigen hohen Temperaturen, sondern war gleichzeitig Reduktionsmittel für die oxidischen Erze. Verglichen mit früheren Zeiten gab es jetzt eine neue Erfindung nach der anderen; im Vergleich mit der Industriegesellschaft waren das damals jedoch statische Gesellschaften, im Verlauf eines Lebensalters änderte sich kaum etwas.

Das Energiesystem dieser frühen Hochkulturen beruhte vollständig auf der Nutzung und zum Teil Übernutzung regenerativer Energien. Für mechanische Arbeit wurde menschliche und tierische Arbeitskraft genutzt und Brennholz lieferte die Wärmeenergie. Mit tierischer Arbeitskraft und der Erfindung des Rades wurde auch der Landtransport erleichtert. Er kostete aber immer noch sehr viel Energie und war deshalb teuer. Er erstreckte sich - außer für Luxusgüter - nur über geringe Entfernungen. Anders war es beim Transport auf dem Wasser. Flußabwärts geht es dort von selbst, und auf dem Nil, wo der Wind vorwiegend aus nördlichen Richtungen kommt, konnte man mit Segelschiffen stromauf fahren. Auf dem Meer wurde der Schiffsantrieb durch Ruderer bald durch Segel ergänzt; auf die Ruderer - meist Sklaven - wurde über viele Jahrhunderte nicht verzichtet. Die Bevölkerung nahm zu, und sie lebte dichter zusammen als jemals zuvor. Die Zivilisation half mit Entwicklung von Technik und Organisation der Gesellschaft, die natürlichen Ressourcen - einschließlich der Energieressourcen - effektiver und extensiver zu nutzen, was sich entsprechend auf die Entwicklung der Bevölkerungszahlen auswirkte. Dieser positive Rückkopplungsmechanismus hat bis heute angehalten.

4.1 Sumer

Bereits um 4500 v. Chr. scheinen in Kisch am unteren Euphrat Dynastien von Stadtkönigen etabliert gewesen zu sein, in Ur - 300 km südwestlich - um 3500 v. Chr. Eine Stadtbevölkerung mit Handwerkern, Händlern, Künstlern, Priesterschaft, Königshof, Bürokratie war entstanden, weil der Ackerbau in der Umgebung reiche Überschüsse an Nahrung mit zwei Ernten im Jahr erbrachte.

In Sumer wurde Gerste zur Herstellung von Brot und Bier angebaut, dazu Emmer (eine Weizenart), Hirse, Kichererbsen, Linsen, Platterbsen, Zwiebeln, Knoblauch, Rüben, Kresse,

Lauch, Senf, Gurken und Dattelpalmen. Die pflanzliche Nahrung wurde ergänzt durch Schweinefleisch, Fische, Rehwild, Wildschweine, Gazellen und in Fallen gefangene Vögel. Haustiere waren Kühe, Schafe, Schweine und Ziegen, aus deren Haar Teppiche und Wandbehänge gewebt wurden. Die Städte waren Machtverwaltungs- und Handelszentren, hier konzentrierte sich auch das Handwerk (Töpfer, Metallverarbeitung, Glasverarbeitung u. a.). Sklaven arbeiteten im Haushalt, auf den Äckern und in Großmühlen, es gab Sklavenbesitzer, die am Vermieten von Sklaven verdienten (Schmökel 1995, 43). Um 3300 entstand eine Bilderschrift, aus der sich später die Keilschrift entwickelte. Mit dieser Keilschrift ließ um 1700 v. Chr. der babylonische König Hammurabi seine Gesetze aufzeichnen. In Sumer gab es kein Holz und keine Steine, deshalb waren die meisten Häuser aus Lehmziegeln; aus Schilf wurden Boote gebaut, Töpferscheibe und Rad gab es ab etwa 3500 v. Chr. Mit zunehmendem Wohlstand konnte Getreide ausgeführt werden; dafür importierte man Steine, Bauholz, Edelsteine, Gewürze und Zinn (für die Bronzerherstellung) aus Indien, Äthiopien, der Gegend um das Kaspische Meer und von der Mittelmeerküste (Wedgewood 1964, 22).

Der Reichtum der Stadtstaaten lockte Nomadenvölker zu Überfällen an, gegen man die sich verteidigen mußte. Aber auch unter den Stadtstaaten entstand Wettbewerb um Macht, Land und Wasserrechte. Die vielen Kriege unter den Stadtstaaten hatten schließlich das Ergebnis, daß im 28. Jahrhundert v. Chr. Sargon, König von Agade, 300 km nordwestlich der Stadtstaaten, diese eroberte und das erste große Reich der Geschichte errichtete.

4.2 Ägypten

In Ägypten war der Ackerbau relativ einfach. Die Bauern brauchten nur zu warten, bis das herbstliche Nilhochwasser zurückgegangen war, dann brachten sie die Saat in den fruchtbaren Schlamm ein und warteten auf die Ernte. Manchmal aber stiegen die Überschwemmungen nicht hoch genug an oder zu hoch. Aber das blieb zunächst viele Jahrhunderte so, bis sich im 4. Jahrtausend v. Chr. gesellschaftliche Strukturen entwickelt hatten, die den Bau von Kanälen, Deichen und Staubecken organisierten. Damit nutzten die Menschen den fruchtbaren Schlamm besser aus und erzielten zwei Ernten im Jahr. Die zwei revalisierenden Staaten Ober- und Unter-Ägypten wurden um 3200 v. Chr. unter einem König, dem Pharao, geeint. Dieser Gottkönig wurde von einer Elite von Priestern und hohen Beamten unterstützt. Die Zentrale kontrollierte Bau und Instandhaltung der Dämme und Kanäle und legte Vorräte für schlechte Jahre an. Die Bauern waren zwar praktisch zu Leibeigenen geworden, aber der Staat gab

zumindest einige Sicherheit vor Hungersnöten, ein bescheidenes Maß an Gerechtigkeit, Gesetz und Ordnung und Schutz vor Überfällen durch räuberische Nachbarn. Um 3500 v. Chr. war bereits die Herstellung von Papyrus aus dem Mark von Schilfrohr erfunden worden, 500 Jahre später war die Hieroglyphenschrift entwickelt. Es gab bereits eine Art Bauingenieure, die - neben dem Bau der imposanten Grabmäler - den Bau von bedeutenden Staudämmen und von großen Kanälen leiteten, so vom Nil zum Roten Meer.

In der Zeit zwischen Saat und Ernte wurden die Bauern - zusätzlich zu den Sklaven - zum Bau von Tempeln und Pyramiden eingesetzt. So sollen - nach Herodot - für den Bau der Cheopspyramide (ab 2600 v. Chr.) etwa 100 000 Menschen zwanzig Jahre lang geschuftet haben. Die großen Steinplatten, bis etwa 50 t schwer, wurden auf Schiffen herangeschafft und über vorher gebaute Rampen zur Baustelle geschleift.

Auf dem fruchtbaren Land gediehen Weizen, Gerste, Hirse, Melonen, Salate und andere Gemüsearten, Datteln, Feigen, Reben und Flachs; der Nil lieferte Fische, Fleisch lieferten Schafe, Ziegen und Rinder; in Oberägypten wurden Antilopen gehalten. Auf dem Nil und an den Küsten des östlichen Mittelmeeres gab es Gütertausch. Bauholz wurde aus Syrien und dem Libanon eingeführt, Mineralien aus Arabien und Nubien, Olivenöl aus Kreta. Dafür lieferte man Salzfish, Flachs und Papyrus, Ochsenhäute und Seile, Alabaster und Linsen sowie Gold. Aber auch Sklaven wurden nach Mesopotamien verkauft (Thomas 1990, 67).

Eine ähnliche Kultur hat es am Indus gegeben. Sie wurde erst in diesem Jahrhundert entdeckt, als man im Industal die Reste zweier Städte - Mohenjo-Daro und Harappa - fand, die zumindest in der Mitte des 3. Jahrtausends v. Chr. bereits bestanden haben. (Wedgewood 1989, 28). Sie sind planmäßig mit einem gitterförmigen Straßennetz angelegt, sie hatten Kanalisation und Müllabwurfshächte. Ihre Schrift konnte noch nicht entziffert werden, und man weiß auch nicht, was zum jähen Untergang dieser Kultur ab etwa 1800 v. Chr. führte. Es gab Austausch und Handel zwischen der Induskultur und Sumer, und es könnte sogar sein, daß die Induskultur älter ist als die von Sumer (Durant 1979, 349).

Die Bedeutung dieser ersten Hochkulturen faßt W. Durant folgendermaßen zusammen: „Die geschriebene Geschichte ist mindestens sechstausend Jahre alt. Während der Hälfte dieser Periode befand sich der Mittelpunkt des menschlichen Wirkens, soweit uns dieses bekannt ist, im Vorderen Orient, dem wir in etwas freier Weise noch Ägypten zurechnen, da dieses einst

mit den Völkern und Kulturen des Vorderen Orients in enger Verbindung stand. Auf diesem unbestimmt beschriebenen Schauplatz sich lebhaft bewogender Völkerschaften und in Streit liegender Kulturen wurden Ackerbau und Handel, das Pferd und der Wagen, die Münzprägung und der Kreditbrief, die Gewerbe und das Handwerk, Gesetz und Regierung, Mathematik und Medizin, die Darmeinspritzung und das Entwässerungssystem, Geometrie und Astronomie, der Kalender, die Uhr und der Tierkreis, das Alphabet und die Schrift, Papier und Tinte, die Bücher, Bibliotheken und Schulen, die Literatur und Musik, die Bildhauerei und Architektur, die glasierten Tonwaren und die feinen Möbel, der Monotheismus und die Monogamie, die Schönheitspflege und der Schmuck, Schach und Würfelspiel, die Einkommensteuer und das Ammenwesen erfunden. Von hier leiten sich in unausgesetzter Folge durch kretische, griechische und römische Vermittlung die europäische und amerikanische Kultur her“ (Durant 1979, 115).

In Nordchina, am Gelben Fluß (Hoang Ho), läßt sich für das 4. Jahrtausend v. Chr. eine ausgereifte bäuerliche Kultur nachweisen, aus der sich die chinesische Zivilisation entwickelte. Auch sie beruhte auf Bewässerungswirtschaft mit manchen Ähnlichkeiten, aber auch erheblichen Unterschieden zu den Hochkulturen des Vorderen Orients. Darauf kann hier nicht eingegangen werden, ebenso wenig auf die Zivilisationen der Azteken, der Maya und der Inkas, die in Mittel- und Südamerika entstanden, unter anderen natürlichen Randbedingungen als in der Alten Welt.

5. Das klassische Altertum: Seestraßen über das Mittelmeer

Nach der untergegangenen mykenischen Kultur von 1600 - 1150 v. Chr. entstanden in Griechenland im 8. Jhd. v. Chr. wieder Stadtstaaten. Anfänglich stützten sie sich auf Hirtenwesen und Ackerbau, aber allmählich wurden Wälder gerodet, um auf dem relativ kargen Boden weitere Ackerflächen zu gewinnen. Auch das Holz der gerodeten Bäume wurde benötigt, für Kochen, Heizung, zum Erschmelzen und Verarbeiten von Metallen sowie als Bau und Konstruktionsmaterial - vor allem auch für Schiffe, denn die Griechen waren gute Seefahrer. Platon beschreibt den Rückgang des Waldes um 300 v. Chr. folgendermaßen: „Der gesamte humusreiche saftige Boden von den höhergelegenen Ländereien gleitet unaufhörlich abwärts und verschwindet in der Tiefe. Nur das nackte Gerippe des Gebirges, dem Skelett eines Kranken gleichend, ist übriggeblieben. Der kärgliche Boden des vegetationsarmen Landes kann die jährlichen Niederschläge nicht mehr aufnehmen. Sie fließen rasch in das Meer, so daß

die Quellen und Bäche versiegen. Früher hatten die Berge bis hoch hinauf Wälder, darüber gab es Ackerterrassen, zahlreiche Bäume der verschiedensten Arten und unbegrenztes Weideland. Heute gibt es viele Berge, die nach ihrer Entwaldung nur noch Imkerei ermöglichen. Auch Bauholz holte man früher für die Häuser aus den gesunden Bergwäldern“. Dieses Problem ist also keinesfalls neu. Platons Schilderung ist das früheste überlieferte Zeugnis über Umweltzerstörungen durch den Menschen. Seine Zeitgenossen haben die Waldrodungen indessen eher als Fortschritt angesehen: „Von Tag zu Tag zwang man die Wälder mehr, sich in die Berge zurückzuziehen und unten am Fuße für bebautes Land Platz zu lassen. So hatte man Wiesen, Seen, Bäche, Saaten und erfreuliche Weinberge auf den Hügeln und Feldern, und das graublaue Band der Ölbäume konnte sich über Hügel, Täler und Felder breiten, so wie du jetzt mit bunter Anmut das ganze Land dazwischen geschmückt siehst, das die Menschen mit süßen Obstbäumen zieren und ringsum mit fruchtbaren Sträuchern bepflanzt besitzen,“ so beschreibt Lucrez (allerdings später) den gleichen Vorgang (zitiert nach Weeber 1990, 33).

Zu Platons Zeiten reichten aber die Ernten in Griechenland längst nicht mehr aus, die Bevölkerung zu ernähren. Deshalb hatte die wachsende Bevölkerung etwa 750 v. Chr. begonnen, im östlichen Mittelmeer, in Süditalien und Sizilien, an der ligurischen Küste bis nach Nordspanien, in Karthago und Alexandria Kolonien zu gründen. Die menschliche Arbeitskraft - nach wie vor die wichtigste Quelle für mechanische Energie - war vom Getreideimport aus den Kolonien abhängig. Dafür spezialisierten sich die Griechen auf die Produktion von Handelsgütern für den Export; die Bauern konzentrierten sich auf den Anbau von Wein und Oliven, das war einträglicher als der Anbau von Weizen.

Die Griechen kennen alle zivilisatorischen Errungenschaften und die Technik der vorangegangenen und der umgebenden Kulturen und nutzen sie; sie beschreiben erstmals die Hebelgesetze, Rolle, Flaschenzug, Zahnräder und Getriebe (Debeir 1989, 65), die zum Teil auch schon vorher bekannt waren. Sie verbessern die Mühlentechnik, Hebezeuge für Häfen und Bergwerke und die Kriegsmaschinen, aber die Energiequellen blieben dieselben. Für das klassische Athen (um 500 v. Chr.) wird die Zahlen der Sklaven auf 100 000 geschätzt. Den Haussklaven ging es relativ gut, aber die meisten waren in der Landwirtschaft und in den Bergwerken tätig, wo die Lebensbedingungen teilweise recht hart waren. In den Silberbergwerken von Laureion arbeiteten etwa 20 000 Sklaven (Durant 1977, 42). Das Silber trug beträchtlich zum Reichtum Athens bei. Ihre Kenntnisse hätten es den Griechen eigentlich nahelegen müssen, Wasser- und Windkraft zu nutzen. Es dürfte wohl die Verfügbarkeit der Sklaven gewesen sein, die sie davon abhielt (Debeir 1989, 67 - 68).

Die griechische Zivilisation war die erste, der es in den Stadtstaaten gelang, für die freien Bürger ein demokratisches System zu etablieren. Sklaven und mittellose Bürger waren daran nicht beteiligt. Die Leistungen der Griechen auf den Gebieten der Philosophie, Literatur, Architektur, bildender Kunst, Mathematik, Naturwissenschaft und Technik sind so allgemein bekannt, daß sie hier nicht besonders erläutert werden müssen.

Im 3. Jahrhundert v. Chr. begannen die Römer, sich über Italien hinaus an den Mittelmeerküsten auszubreiten. Zunächst konnten sie zwar aus ihrem Hinterland genug Nahrungsmittel erwerben, und dafür bauten sie Straßen, die neben dem Transport auf dem Tiber eine wichtige Rolle spielten. Bald reichte dies jedoch - ähnlich wie vorher in Griechenland - nicht mehr aus. Immer neue Provinzen wurden erobert, um die Versorgung mit Nahrungsmitteln - vor allem Getreide - und Sklaven sicherzustellen. Zur Zeit des Augustus umfaßte das Römische Weltreich das gesamte Mittelmeer, dazu Spanien, Gallien, Teile von Germanien, Teile des Balkans, Griechenland, Kleinasien und Bereiche am Nordufer des Schwarzen Meeres. Um dieses Weltreich zu beherrschen, brauchte Rom eine schlagkräftige Armee, eine leistungsfähige Flotte, ein gutes Straßennetz, ein effektives Kommunikationssystem und für all dies natürlich eine hoch organisierte und differenzierte Gesellschaft. Unser Rechtssystem beruht auf dem Roms.

An den Energiequellen hatte sich kaum etwas geändert. Wassermühlen, bereits 25 v. Chr. von Vitruv beschrieben, begannen erst mehr als 100 Jahre danach, als Sklaven knapp und teuer wurden, Verbreitung zu finden. Die Entwaldung der Gebirge um das Mittelmeer schritt weiter fort. Die Nutzungsverfahren der eingesetzten Energien - also von Arbeitskraft, Brennholz und Wind für die Schifffahrt - wurde weiter verbessert. Das betraf den Schiffbau, das Erschmelzen und Verarbeiten von Metallen und vor allem Architektur und Bauingenieurwesen. Die Römer bauten große Systeme zur Wasserversorgung ihrer Städte, die man zum Teil noch heute bewundern kann, in vielen Teilen ihres Reiches. Auch das Kanalisationssystem, bereits von den Etruskern eingeführt, wurde ausgebaut. Zur Zeit des Augustus wurde der Räderpflug eingeführt, der auch für schwere Böden geeignet ist und eine Intensivierung des Ackerbaus ermöglichte.

Rom hatte um die Zeitenwende etwa 1 Million Einwohner, die meisten von ihnen wohnten in den etwa 45 000 Wohnblocks, 3 bis 7 Stockwerke hoch, das Kolosseum faßte 50 000 Zuschauer. Die Versorgung dieser Großstadt mit Nahrungsmitteln, Energie und

Gebrauchsgüter erforderte einen gewaltigen Transportaufwand. In der Stadt selbst waren die Verkehrsverhältnisse oft chaotisch, schwere Fuhrwerke durften nach einer Vorschrift Cäsars im allgemeinen nur nachts die Straßen befahren. Der Lärm und die Luftverschmutzung durch die vielen Feuerstätten dürften nicht geringer gewesen sein als in unseren Großstädten (Weeber 1990, 87).

6. Mittelalter und Renaissance: Holz und Wasserkraft

Das Römische Reich hatte seine Zivilisation - mit Stadtgründungen von Gallien bis Kleinasien, von England bis Nordafrika - in seinem großen Herrschaftsbereich verbreitet. Mit seinem Zerfall ging auch ein Niedergang der Zivilisation einher - vor allem im weströmischen Reich; in Byzanz bestand sie noch einige Jahrhunderte.

Als die Germanenstämme der Völkerwanderung einigermaßen sesshaft geworden waren, begann sich die Zivilisation des Mittelalters in Mitteleuropa zu entwickeln. Sie profitierte vom zivilisatorischen Stand Roms (der dort natürlich nicht vergessen war), und war eng verbunden mit der Christianisierung der germanischen und später der slawischen Barbaren. Aber es dauerte einige Jahrhunderte, bis nördlich der Alpen ein zivilisatorischer Stand erreicht war, der sich mit dem der römischen Blütezeit messen konnte.

Die energetischen Grundlagen waren zunächst ungünstiger als südlich der Alpen, weil auf vergleichbaren Böden wegen der geringeren Sonneneinstrahlung in Mitteleuropa weniger Pflanzenmasse gebildet wird. Günstiger hingegen sind in Mitteleuropa die Niederschläge über das Jahr verteilt.

Die zivilisatorische Entwicklung, die mit dem Frankenreich Karls des Großen begann, wurde begünstigt durch eine Klimaänderung - das mittelalterliche Optimum. Es begann im 9. Jahrhundert mit einer Erwärmung, und im 12. Jahrhundert lagen die Temperaturen etwa 1,5 °C über den heutigen Werten (Lamb 1989, 196). Mit dem Christentum fand auch ein Technologietransfer von Süd nach Nord statt. Im 9. und 10. Jahrhundert entstanden die ersten Städte außerhalb des früheren römischen Machtbereichs. Verbesserungen in der Landwirtschaft gingen vor allem von den Klöstern aus; sie waren aber auch an der Entwicklung von zahlreichen Verbesserungen im Handwerk und Gewerbe beteiligt. Die wichtigsten Energiequellen waren

anfänglich ausschließlich menschliche und tierische Arbeitskraft (für mechanische Energie) sowie Holz (für Wärmeenergie).

Um 750 begann der Übergang vom Wanderfeldbau und der Zweifelderwirtschaft zur Dreifelderwirtschaft; um 900 wurde das Kummetschirr für Pferde eingeführt, wodurch Pferde jetzt auch zum Ziehen schwerer Lasten eingesetzt werden konnten. Beim vorher verwendeten antiken Jochgeschirr mit Hals- und Unterbrustgurt beeengte der Halsgurt die Atmung des Pferdes bei größeren Anstrengungen. Deshalb konnten zum Pflügen und Ziehen schwerer Lasten vorher nur Ochsen (oder in der Antike auch Sklaven) eingesetzt werden, die wesentlich langsamer sind als Pferde. Vom 8. bis zum 10. Jahrhundert kamen auch der eiserne Steigbügel und das eiserne Hufeisen auf; beides ermöglichte eine bessere Nutzung der Pferdekraft - der Steigbügel besonders im kriegerischen Einsatz. Auch viele andere bekannte Geräte wurden verbessert und damit effizienter, wie z. B. der Räderpflug. Die neuen Landwirtschaftstechniken setzten sich nur langsam durch, aber nördlich der Alpen schneller als im Mittelmeerraum.

Die Wassermühle, schon lange bekannt, verbreitet sich im Mittelalter rasch und beginnt Menschen- und Tierkraft zu ersetzen bzw. zusätzlich mechanische Energie zu liefern. Bis zum Jahr 800 gab es weniger als 100 Exemplare im ganzen Abendland, bis zum Jahrtausend stieg die Zahl auf Hunderte an; im 11. Jahrhundert gab es allein in England über 5600, im Königreich Frankreich etwa 20 000. Eine Mühle leistete die Arbeit von 10 bis 20 Mann (Debeir 1989, 126). Wegen der hohen Investitionskosten für die Mühle und die dafür nötigen wasserbaulichen Anlagen (Stauvorrichtungen, Gerinne, Dämme usw.) konnten nur wohlhabende Grundherren oder Klöster Wassermühlen bauen. Ihre Bauern waren verpflichtet, das Getreide dort mahlen zu lassen (Mahlzwang) und dafür einen gewissen Teil (in der Regel ein Sechstel) des gemahlenen Getreides zu entrichten. Ärmere Bauern zogen deswegen die häusliche Handmühle vor.

Bald wurden Wassermühlen nicht nur zum Mahlen von Getreide verwendet. Mit der Daumenwelle wurden sie zum Papierstampfen, zum Antrieb von Blasebälgen in Schmieden und Hüttenbetriebe, zum Zerkleinern von Erzen, zum Schmieden sowie zum Sägen von Holz und Steinen eingesetzt. Weiterhin wurden mit Wasserkraft unter anderem Holzrohre gebohrt, Seide gezwirnt, Stoffe gewalkt, Draht gezogen, im Bergbau wurden Lasten gehoben und Gruben entwässert. Aber der Antrieb durch menschliche und tierische Arbeitskraft - mit Treträdern und

Göpeln - war daneben noch lange üblich und dort, wo Wasserkraft nicht ausreichte oder fehlte, unverzichtbar.

Wo das Wassergefälle nicht ausreichte oder keine Wassermühlen mehr installiert werden konnten, wurden vom Ende des 12. Jahrhunderts an Windmühlen errichtet. Vor allem in den neu erschlossenen Küstenebenen und im Bereich der Städte wurden sie zunächst eingesetzt. Den Herren über die Wassermühlen waren sie eine ärgerliche Konkurrenz, denn die Windnutzung konnte nicht durch grundherrliche Rechte eingeschränkt werden. Zudem kostet eine Windmühle viel weniger als eine Wassermühle.

An den Wasserläufen im Bereich der Mittelgebirge entstanden regelrechte Energiezentren, deren Funktion sich über ein halbes Jahrtausend lang halten sollte (Debeir 1989, 131), und in denen zahlreiche technische Innovationen Produktion und Energieverbrauch wachsen ließen. Das galt vor allem für die Hüttenwerke, in denen mit größeren Blasebälgen höhere Temperaturen erreicht wurden. So im Siegerland, wo schon seit vorgeschichtlichen Zeiten Eisenerz abgebaut und verarbeitet wurde; in der Oberpfalz begann der Eisenbergbau im 10. Jahrhundert. Dort entstand auch mit vielen Hammerwerken das industrielle Zentrum des mittelalterlichen Deutschlands. Der Silber- und Kupferbergbau im Harz begann etwa zur gleichen Zeit, der erzgebirgische Silberbergbau im 12. Jahrhundert. Im 14. Jahrhundert gab es Eisenguß, der Hochofen wurde entwickelt.

Für diese Betriebe - und dazu für Glashütten sowie Salinen - und andere Gewerbe sowie zum Heizen und Kochen, als wichtigster Werkstoff sowie als Baumaterial wurde nun im zunehmendem Umfang Holz gebraucht, und es entstand damit auch ein beträchtlicher Bedarf an Transportleistungen. Im Umkreis der Eisenhütten gab es mehr Fuhrleute und Ochsentreiber als Gießer, und die zur Fütterung der Zugtiere benötigten Flächen wiesen mindestens die gleiche Ausdehnung wie die zu den Hüttenwerken gehörenden Wälder auf (Debeir 1989, 134).

Vom frühen Mittelalter an waren gewaltige Rodungen erfolgt; aus der Waldlandschaft mit eingestreuten Rodunginseln war eine Agrarlandschaft mit eingestreuten Waldinseln geworden; die Waldfläche entsprach im 13. Jahrhundert etwa der heutigen (Gleitsmann 1998, 183). Die europäische Bevölkerung war in dieser Zeit auf die 4fache Zahl angestiegen.

Anfänglich war bei den Rodungen genug Holz angefallen; jetzt stießen Nahrungserzeugung und Holzversorgung in vielen Gebieten an ihre Grenzen. In der Oberpfalz war der Holzbedarf für die Eisenhütten größer als der Holznachwuchs. Im Nürnberger Reichswald gelang nach langwierigen Versuchen um 1368 erstmals die Aussaat von Nadelbäumen. Das Verfahren wurde anschließend in viele Gegenden Europas exportiert; offensichtlich bestand ein Bedarf. Neben der Metallgewinnung und -verarbeitung florierten u. a. die Tuchmacherei, vor allem in Westeuropa; es gab einen Fernhandel mit Luxusgütern über die Straßen, mit Massengütern auf Schiffen. Im 12. Jahrhundert waren Segelschiffe auch ohne Ruderer voll manövrierfähig. Höfe, Klöster und Städte waren kulturelle und zivilisatorische Zentren, die gotischen Kathedralen wurden gebaut und Universitäten wurden gegründet. Zahlreiche Städte konnten sich von der Lehnsherrschaft befreien (meist freikaufen) und wurden freie Reichsstädte. Um 1445 erfand Gutenberg den Buchdruck mit beweglichen Lettern. Aber auch die zerstörerischen Kräfte der Zivilisation waren gewachsen: Um 1320 begann die Zeit der Schießpulvergeschütze.

In mehr als 6000 Jahren hatte sich der Energieverbrauch pro Kopf etwa verdoppelt (Abb. 2). Für die Ernährung wurde mehr Pflanzenmasse benötigt, weil der Anteil an tierischer Nahrung zugenommen hatte² Haushalte und Kleinverbraucher (Gewerbe, Höfe, Verwaltung, Militär) nutzten Wasserkraft und Wind und brauchten zunehmend mehr Holz; Ackerbau und Industrie setzten viele Zugtiere ein und nutzten ebenfalls Wasser- und Windkraft.

In der zweiten Hälfte des 12. Jahrhunderts begann das Klima sich zu verschlechtern, es wurde kühler. Hungersnöte traten auf, der Gipfel wurde mit der 8jährigen Hungersnot von 1309 bis 1317 erreicht (Grupe 1986, 29). Die Kapazität der natürlichen Ressourcen war offenbar überschritten worden. Dieses Ungleichgewicht zwischen Nutzung und Regenerationsfähigkeit wurde durch die große Pestepidemie korrigiert, die 1348 bis 52 ganz Europa überfiel.³ Sie war von Asien über die Schifffahrtswege des Mittelmeeres nach Frankreich gebracht worden und breitete sich von dort rasch aus. Die Bevölkerung wurde um 30 bis 50 % reduziert. Am schlimmsten wütete die Pest in den Städten, aber auch viele Dörfer wurden aufgegeben (Ruffie und Sourmia 1987, 27). So konnte der Wald wieder zunehmen, aber allmählich nahm auch die Bevölkerung wieder zu.

² Für 1 J Nahrungsenergie in Form von Fleisch verzehren die Tiere etwa 10 J pflanzliches Futter.

³ Katastrophen wegen Übernutzung der natürlichen Ressourcen hat es auch an anderen Stellen (zu anderen Zeiten) gegeben, z. B. bei den Mayas auf Yukatan um 900 und auf der Osterinsel.

Täglicher Energiebedarf pro Person für Ernährung, Güterproduktion und Dienstleistungen in kWh
(nach E. Cook, Scientific American, Sept. 1971)

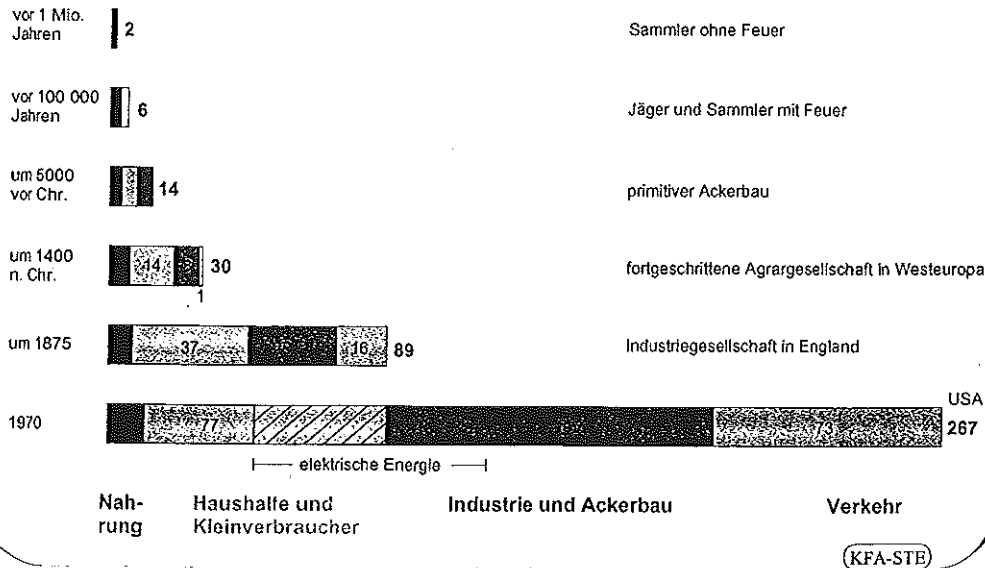


Abb. 2: Geschätzter täglicher Energiebedarf pro Person im Verlauf der zivilisatorischen Entwicklung (Cook 1971). In Deutschland liegt gegenwärtig der Primärenergiebedarf pro Person bei knapp 60 % des hier für die USA im Jahre 1970 gezeigten Wertes.

Ende des 16. Jahrhunderts gab es hochseetüchtige Segelschiffe und die Navigation war soweit entwickelt, daß Columbus sich auf den Weg über den Atlantik machen konnte. Bergbau und Hüttenwesen machten im 16. und 17. Jahrhundert weitere Fortschritte und nahmen an Umfang zu, desgleichen andere Gewerbe. Die Wasserkraft wurde weiter ausgebaut und noch vielfältiger angewendet (Agricola 1994). Mit Wasserkraft war das Wachstum der industriellen Zentren beschränkt. Deshalb bestand ein starker Antrieb zur weiteren Verbesserung der Anlagen und der Produkte. Frühkapitalistische Fabriken mit ausgeprägter Arbeitsteilung entstanden, z. B. im Textilgewerbe und für die Möbelherstellung.

Etwa um 1600 war die Bevölkerung wieder auf den Stand wie vor der Pest angewachsen und die Übernutzung hatte ebenfalls einen vergleichbaren Stand erreicht. Der 30jährige Krieg hatte dann in Mitteleuropa ähnliche Konsequenzen wie vorher die Pest. 40 % der ländlichen und ein

Drittel der städtischen Bevölkerung fielen ihm zum Opfer (Gleitsmann 1989, 186); die Natur konnte sich zunächst wieder erholen.

Vom 14. bis zum 17. Jahrhundert war von der wachsenden Bevölkerung zweimal die Tragfähigkeit des Bodens überschritten worden (Abb. 3), Nahrungs- und Energieerzeugung auf der vorhandenen nutzbaren Bodenfläche waren zunehmend in Konkurrenz geraten. Auch die Weidefläche für Zugtiere diente der Energieerzeugung, denn sie lieferte Energie für Transporte und zum Antrieb von Maschinen. Zugtiere waren auch für die Landwirtschaft unverzichtbar. Unter den gegebenen Randbedingungen begrenzte damit die Verfügbarkeit von Energie das weitere Wachstum.

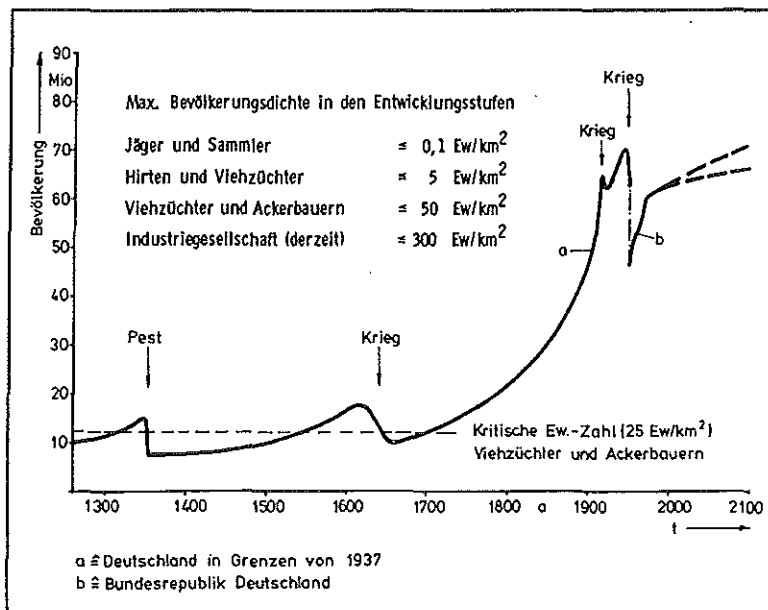


Abb. 3: Bevölkerungsdichte und Bevölkerungswachstum in Deutschland seit dem späten Mittelalter nach Edwin, 1981, 323.

In England war bereits im 16. Jahrhundert Holz knapp und teuer geworden, in Frankreich führte die zunehmende Zahl von Metall- und Glashütten im 17. und 18. Jahrhundert in den dichter bevölkerten Regionen zu zunehmendem Holzmangel; in Deutschland war im 18. Jahrhundert der Waldbestand weit geringer als heute. Nahezu alle brauchbaren Standorte waren mit Wassermühlen besetzt. Zahlreiche Rezepte zum Holzsparen wurden propagiert, aber sie konnten die Verringerung der Waldflächen nur verlangsamen und nicht mehr aufhalten.

7. Die industrielle Revolution

Mit der Kohle gelang es, den Zusammenbruch des Wirtschaftssystems zu verhindern. Aber Kohle und (später) die anderen fossilen Energieträger waren nur eine Komponente der sogenannten industriellen Revolution. Wesentlich waren außerdem

- neue Techniken der Energiewandlung: Dampfmaschine und Elektrizität,
- die Mechanisierung in der Textilproduktion, die sich bald auch auf andere Wirtschaftszweige auswirkte,
- organisatorische Neuerungen bei der Güterproduktion, vor allem das Fabrikssystem.

7.1 Kohle und Dampfmaschine

In China wurde Kohle schon seit 3000 Jahren genutzt; in Europa wurde sie lokal verwendet, wo sie zutage trat, wie z. B. in Lüttich, bei Aachen und vor allem in England. Da ein Landtransport über größere Entfernungen unwirtschaftlich war, konnte sie keine weitere Verbreitung erringen. In Newcastle wurde sie seit dem 16. Jahrhundert zunächst zu Salzgewinnung aus Meerwasser verwendet, später auch für andere Gewerbe. Als Ende des 16. Jahrhunderts in London das Feuerholz knapp und teuer wurde, verschiffte man Kohle nach London, um damit dort die Häuser zu heizen. In die Gewerbe fand sie nur allmählich Eingang, denn die Prozesse waren auf Holzkohle eingestellt. Erste Versuche, Kohle für die Eisengewinnung einzusetzen, mißlangen; erst nach erheblichen Anstrengungen gelang es 1735, Roheisen mit Steinkohlekoks zu erzeugen. Mit dem steigenden Kohlebedarf stieg auch der Energiebedarf für die Entwässerung der Gruben. Dort, wo keine Wasserkraft vorhanden war, wurde Tiere eingesetzt, die mit Göpeln die Pumpen antrieben.

Mit der Dampfmaschine gelang es ab 1712, die Energie der Kohle in mechanische Energie umzuwandeln. Bald wurden mit Dampfmaschinen Kohlegruben entwässert und die Gebläse für die Hochöfen angetrieben. Mit der allmählichen Verbesserung der Dampfmaschinen im Laufe des Jahrhunderts sank ihr spezifischer Kohleverbrauch, Kohle konnte preiswerter gefördert werden, Eisen konnte billiger erzeugt werden, so daß 1767 erstmals eiserne Schienen für Kohle- und Eisentransportfahrzeuge verlegt werden konnten. Sowohl Kohle- als auch Eisenproduktion nahmen in der zweiten Hälfte des Jahrhunderts drastisch zu, und viele hölzerne Gebrauchsgegenstände und Maschinen wurden durch eiserne ersetzt. 1804 wurde die erste Dampfeisenbahn für Erztransporte in England gebaut.

Auf dem Kontinent begann der Einzug der Kohle erst allmählich Ende des 18. Jahrhunderts, aber man konnte hier von den englischen Erfindungen profitieren. 1850 betrug der Kohleverbrauch in England das Siebenfache des deutschen, die Roheisenproduktion das Zehnfache. Bereits 23 Jahre danach hatte Deutschland die englischen Werte von 1850 erreicht, in England waren Kohleverbrauch und Roheisenproduktion inzwischen auf den dreifachen Betrag gegenüber 1850 angestiegen (Tab. 1).

		Kohlenförderung oder Verbrauch ¹⁾ (in 1 000 Tonnen)	Roheisenproduktion (in 1 000 Tonnen)
Deutschland	1850	5 100	212
	1873	36 392	2 241
Großbritannien	1850	37 500	2 246
	1873	112 604	6 566

¹⁾ für Deutschland Förderung, für Großbritannien Verbrauch

Tabelle 1: Kohlenförderung und Roheisenproduktion in Deutschland und Großbritannien 1850 und 1873 (nach Landes 1973, 187)

Aber bis in dieses Jahrhundert spielte auch die Wasserkraft noch eine große Rolle. Im Jahr 1900 arbeiteten in Deutschland noch 5 000 Getreidemühlen und 15 000 Sägewerke mit Wasserkraft. Auch die industrielle Revolution erfolgte nicht plötzlich, sondern benötigte weit mehr als ein Jahrhundert. Dies gilt auch für die Verwendung von Eisen statt Holz als Werkstoff für Geräte und Maschinen.

Mit der Dampfmaschine entstand auch ein neues Verkehrssystem. Im Transportwesen hatte es seit dem Altertum gewisse technische Verbesserungen gegeben (Hufeisen, Kummet, Wagenkonstruktionen), aber keine grundsätzlichen Neuerungen. Der weit größte Teil der Bevölkerung verfügte nicht über Fahrzeuge zum Reisen und konnte sich auch die Benutzung „öffentlicher“ Verkehrsmittel (Postkutsche) nicht leisten; er wanderte zu Fuß wie Gottfried Seume. Thomas (1990, 244) bringt es mit einem Vergleich aus dem Militärwesen auf den Punkt: „Napoleons Armee marschierte nicht schneller als die Cäsars“.

Um 1800 wurden die ersten dampfbetriebenen Fahrzeuge im Bergbau eingesetzt; 1830 wurde die erste Eisenbahnlinie zwischen Manchester und Liverpool eröffnet, 1850 besaß

Großbritannien ein Eisenbahnnetz von 10 000 Kilometern. Diese britische Erfindung wurde bald auch auf dem Kontinent eingeführt. 1836 begann es in Deutschland mit der Strecke Nürnberg - Fürth, 1850 hatte Deutschland bereits Bahnstrecken von 5 850 km, 1873 waren es bereits etwa 22 000 km. Die Eisenbahn trug zur deutschen Einigung bei. Aber sie spielte auch in der Kriegführung - zum Beispiel im preußisch-österreichischen Krieg 1866 und dann im ersten Weltkrieg - eine wichtige Rolle. Ähnlich ging es in Frankreich und Belgien voran, etwas später auch in Italien, Spanien, der Schweiz und vor allem Nordamerika, wo die Eisenbahn einen wichtigen Beitrag zur Erschließung des Westens und des Nordens leistete. 1870 besaßen die USA ein Schienennetz von 85 000 km, in ganz Europa waren es damals etwa 100 000 km und der Bahntransport wurde immer billiger: 1868 kostete der Transport von einem Scheffel Weizen in den USA 42,6 Cents, 1910 nur noch 9,6 Cents (Thomas 1990, 348). Bahnlinien wurden bald auch in Rußland, Südamerika, Mexiko, Ägypten und Indien gebaut. Die Entwicklung von Tunnel- und Brückenbau wurde durch die Eisenbahn erheblich vorangetrieben.

Mit der Eisenbahn war nicht nur das Reisen erleichtert und verbilligt worden, sondern Massengüter konnten jetzt wirtschaftlich und schnell über größere Landstrecken transportiert werden. Dies galt vor allem für die Kohle.

Etwa gleichzeitig mit der Eisenbahn wurde der Schiffsantrieb mit Dampfmaschinen entwickelt. 1870 bestand etwa 12 % der Weltflotte aus Dampfschiffen, 1900 waren es drei Viertel. Das war vor allem dem verringerten spezifischen Kohleverbrauch der weiterentwickelten Dampfmaschinen, dem Übergang zum Antrieb mit Schiffsschrauben und eisernen Schiffsrümpfen zu verdanken.

7.2 Die Fabrik

Um 1750 arbeiteten im englischen Baumwollgewerbe mindestens 150 000 Männer, Frauen und Kinder, die in Heimarbeit mit dem Kämmen, Spinnen, Weben und Zurichten des fertigen Tuches beschäftigt waren. Die Rohbaumwolle wurde vor allem aus der Mittelmeerregion, der Karibik und aus Brasilien eingeführt. Damals war Baumwolle ein Luxusgut, sie war anfänglich teurer als Seide (Hobhouse 1996, 188 ff). Deshalb versprach eine Verbilligung der Produktion hohe Gewinne. Seit 1720 hatte bereits eine gewisse Spezialisierung begonnen, und allmählich entstanden Manufakturen, in denen die Geräte besser ausgenutzt wurden als bei Heimarbeit.

1733 wurde der Schnellschütze (für den Webstuhl) erfunden, der die Arbeitsleistung des Webers verdoppelte und die Qualität des Tuches verbesserte. 1745 gab es den ersten selbst-tätigen Musterwebstuhl. 1767 wurde die Spinn-Jenny, eine Spinnmaschine, eingeführt, mit der die Leistung der Spinnerin auf das Achtfache anstieg. Dann wurde dafür Wasserkraft eingesetzt und die Arbeiten wurden in Fabriken organisiert. Bis 1790 wurden die Spinnereien alle mit Wasserkraft betrieben, danach fand die Dampfkraft Einzug ins Baumwollgewerbe. Von Heimarbeitern, die um ihre Existenz fürchteten, wurden anfänglich oft Fabriken angegriffen und Maschinen zerstört.

Als um 1793 in den USA ein Gerät zum Entkernen der Rohbaumwolle - die Enegriermaschine - erfunden wurde, begann die große Baumwollzeit im Süden der USA. Vorher mußten die Kerne einzeln von Hand aus dem Faserbüschel gezupft werden. Sklaven verrichteten die Arbeiten auf den Baumwollfeldern und betrieben zunächst die Enegriermaschinen von Hand. Damit wurde die Rohbaumwolle ebenfalls billiger, die Nachfrage nach Baumwolltuch stieg weiter. 1784 war ein Ballen Rohbaumwolle aus den USA nach England eingeführt worden, 80 Jahre später waren es 4 Millionen Ballen. Die Verarbeitung von Baumwolle in England stieg von 500 Pfund im Jahr 1765 auf 16 Millionen Pfund 1784. Der englische Vorsprung bei der Baumwollproduktion hielt noch lange an. Und durch die gewaltige Expansion gingen per Saldo auch keine Arbeitsplätze im Baumwollgewerbe verloren.

Die Fabrik mit ihrer hochspezialisierten Arbeitsteilung, dem Einsatz von Maschinen, die meist von ungelernten Arbeitern bedient wurden, breitete sich rasch auch auf andere Produktionsbereiche aus. Die im 19. Jahrhundert erfundene Nähmaschine und Maschinen zur Schuhherstellung ermöglichten erstmals den ärmeren Schichten, sich ausreichend mit Kleidung und Schuhwerk zu versorgen.

Die Arbeitsbedingungen in den Fabriken waren schlecht, der Unfallschutz ungenügend. Nach Erfindung des Gaslichts Ende des 18. Jahrhunderts konnte auch nachts gearbeitet werden, Frauen- und Kinderarbeit - mit 12 Stunden täglich - war üblich. Aus diesen Verhältnissen erwuchs die Arbeiterbewegung mit sozialistischen Parteien und Gewerkschaften, die schließlich auch Erfolg hatten.

Auch in der Metallindustrie gab es gewaltige Fortschritte, einmal bei der Herstellung von Eisen und Stahl, beim Walzen von Blechen und Rohren. In der zweiten Hälfte des 19. Jahrhunderts

löste der Stahl das Eisen weitgehend ab. Für Bauten (wie z. B. Hochhäuser, Bahnhöfe, den Eiffelturm), die Eisenbahn und Brücken wuchs der Stahlbedarf. Die Werkzeugmaschinen wurden präziser und schneller, für viele Einzelteile wurden Normen eingeführt, was für uns z. B. bei Schraubgewinden völlig selbstverständlich ist, damals war es ein gewaltiger Fortschritt. Mit der Herstellung des Meters (1799 in Paris) begann eine Vereinheitlichung des Maßsystems; aber erst 1872 wurde das Meter in Deutschland eingeführt.

7.3 Die Landwirtschaft

1750 lebten in Europa um 120 Millionen Menschen, 1850 waren es mit 210 Millionen fast doppelt so viele, und 1950 waren es mit 400 Millionen wieder fast doppelt so viele. In Deutschland wurde um 1800 die Ertragskraft der Agrargesellschaft von 14 Millionen übernutzt. Es gab Anfang des Jahrhunderts Hungersnöte (Pallach 1986, 258), einige Millionen wanderten im 19. Jahrhundert aus. Um 1900 konnten 56 Millionen auf der gleichen Fläche leben, in einer schon weitgehend industrialisierten Gesellschaft. Dafür mußte die Agrarproduktion wachsen, auch wenn ein Teil des Mehrbedarfs (z. B. aus Kolonien) importiert werden konnte. Die Hektarerträge konnten gesteigert werden durch den Übergang von der Dreifelderwirtschaft auf einen mehrjährigen Fruchtwechsel ohne Brache, aber mit Klee, Luzerne und anderen Futterpflanzen, die den Boden mit Stickstoff versorgten. Mitte des 19. Jahrhunderts wies Justus von Liebig darauf hin, daß bei der damaligen Landwirtschaft dem Boden mit den abgeernteten Pflanzen weit mehr Nahrungsstoffe entzogen werden, als durch Stallung und Gülle sowie die natürliche Verwitterung nachgeliefert wird. Er hatte entdeckt, daß sich die Nährstoffe in Dung und Gülle auf Mineralzusammensetzungen zurückführen lassen, die auch in anorganischer Form vorkommen. Die Mineraldüngung hielt ihren Einzug. Der Hektarertrag von Weizen konnte so von 1800 bis 1910 auf das Zweieinhalbfache gesteigert werden, seitdem bis zur Gegenwart nochmals fast um das Dreifache (Kern und Hess 1981). Dafür ist allerdings Energie nötig.

Wichtig für Fortschritte in der Landwirtschaft war aber auch schon die Massenherstellung von Heu- und Mistgabeln, ganz aus Eisen bestehende Pflüge und die Erfindung und der Einsatz von Sämaschinen (ab 1730), Dreschmaschinen (ab 1750), Mähmaschinen (ab 1860) und Mähdreschern (ab 1885). Bereits in der ersten Hälfte des 19. Jahrhunderts wurden in England die ersten Dampfpflüge gebaut, ab 1860 wurden Dampfpflüge in der Landwirtschaft eingesetzt.

Damit wurde die Fläche für die Nahrungserzeugung vergrößert: Aus Weideflächen für Zugpferde wurden Felder. Die dampfbetriebenen Ungetüme konnten allerdings nur auf großen Flächen eingesetzt werden.

Um 1850 lebte bereits die Hälfte der englischen und walisischen Bevölkerung in Städten; in Deutschland überstieg die Stadt- die Landbevölkerung erst gegen Ende des Jahrhunderts, in Frankreich nach dem ersten Weltkrieg.

7.4 Bildung und Information

Im 19. Jahrhundert wurde in den Industrieländern auch die Bildung erheblich verbessert. Die Schulpflicht wurde eingeführt (wo es sie nicht schon länger gab, wie z. B. in Preußen seit 1717); fast alle lernten jetzt lesen, schreiben und rechnen, und ohne diese Fertigkeiten ist ja das Leben in der Industriegesellschaft auch kaum mehr möglich. Ab 1844 konnte Papier aus Holzschliff hergestellt werden, mit Druckmaschinen konnte billiger gedruckt werden, so daß die Verbilligung der Druckerzeugnisse und die Vergrößerung der Leserschaft Zeitungs- und Buchwesen förderten. Zahlreiche Universitäten und technische Bildungsanstalten, die späteren Technischen Hochschulen, wurden gegründet.

Seit ihrer Entdeckung hatte die Elektrizität Tüfler und Wissenschaftler fasziniert. 1802 wurde die Zinkbatterie erfunden und elektrischer Strom wurde zur Nachrichtenübermittlung eingesetzt. In den dreißiger Jahren gab es elektromagnetische Telegraphen; bald begleiteten die Telegraphenlinien überall die Eisenbahnlinien. 1848 besaß Preußen ein Telegraphennetz, 10 Jahre später wurde das erste atlantische Telegraphenkabel verlegt.

Der steigende Bedarf an Bleich- und Waschmitteln für die Textilindustrie trieb die chemische Industrie voran. Mit der Entwicklung der Fotografie trug die Chemie zum Informationswesen bei.

Als Folge der europäischen Aufklärung und der besseren Ausbildung wurden demokratische Herrschaftsformen gefordert und - nicht ohne schwere Rückschläge - allmählich eingeführt, in Deutschland zunächst als Dreiklassenwahlrecht im Rahmen parlamentarischer Monarchien.

8. Die Weiterentwicklung der Industriegesellschaft mit Öl und Elektrizität

In der zweiten Hälfte des 19. Jahrhunderts begann sich die energetische Grundlage der Industriegesellschaft durch das Erdöl als Primärenergieträger zu erweitern und durch die Elektrizität als Sekundärenergieträger zu verändern.

Erdöl wurde in geringem Umfang schon seit Jahrtausenden genutzt: Mit Bitumen wurden schon in vorgeschichtlicher Zeit Boote und Mauerritzen abgedichtet; Wagenachsen wurden mit zähflüssigem Erdöl geschmiert, in flüssiger Form wurde es für Lampen verwendet und auch als Medizin.

Mit den Ölfunden in Pennsylvania 1859 begann die Zeit des Erdöls. Es wurde zunächst vor allem als Brennstoff für Lampen verwendet, bald auch für die Dampfkessel der Lokomotiven und Schiffe, denn die Ölförderung nahm so rasch zu, daß das Öl billig wurde. 1865 wurde die erste Pipeline gebaut, 1877 das erste Tankschiff. Rockefeller gelang es, mit der Standard Oil Company ein Ölmonopol zu errichten, gegen das zum Ende des Jahrhunderts Antitrustgesetze vom amerikanischen Parlament erlassen wurden (Varchim und Radkau 1984, 142). Aber der eigentliche Siegeszug des Öls begann mit der Verwendung von Kraftstoff im Otto- und Dieselmotor. Seit Anfang des Jahrhunderts waren Gasmotoren entwickelt worden, 1886 erhielt G. Daimler sein erstes Patent für einen Kraftwagen, Ende des Jahrhunderts gab es auch den Dieselmotor. Die Motorfahrzeuge verdrängten allmählich die Zugtiere. Damit konnten auf deren Weideflächen jetzt tierische oder pflanzliche Nahrungsmittel für die weiter wachsende Bevölkerung angebaut werden (Abb. 4). Ab 1908 begann mit dem T-Modell von Ford das Kraftfahrzeug ein erschwinglicher Gebrauchsgegenstand für die breite Bevölkerung zu werden. Auch der alte Traum vom Fliegen wurde jetzt verwirklicht. Die früheren Ballonflüge regten Zeppelin zum Bau von Luftschiffen an, das erste startete 1900; ein Jahr später fand der erste Motorflug statt.

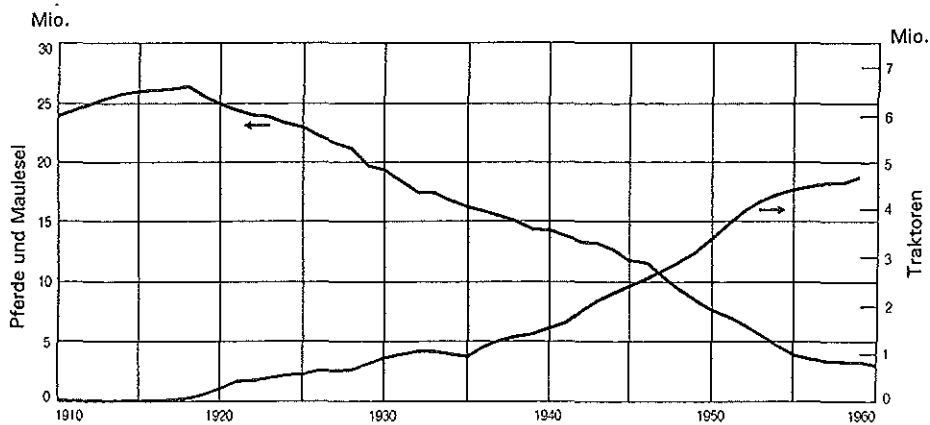


Abb. 4: Ersatz von tierischer Arbeitskraft durch Traktoren in den USA von 1910-1960. Im gleichen Zeitraum haben sich die landwirtschaftlichen Erträge mehr als verdoppelt. 1920 wurde ein Viertel der Landwirtschaftsfläche in den USA benötigt, um die Pflanzen anzubauen, die für die Ernährung der 23 Millionen Pferde und Maultesel erforderlich waren. Nach Starr 1971, 7.

Dank des immer noch billigen Erdöls verfügt in den Industrieländern heute fast jeder Haushalt über mindestens 1 Kraftfahrzeug; Flugreisen in ferne Länder können sich die meisten Bewohner der Industrieländer leisten. Etwa 40 % des Weltenergieverbrauchs beruht gegenwärtig auf Erdöl. Ein Teil davon dient als Rohstoff in der Chemischen Industrie, vor allem für die Herstellung von Kunststoffen.

Anfang dieses Jahrhunderts begann auch die Nutzung von Erdgas, dessen Bedeutung in den letzten Jahrzehnten zugenommen hat. Sein Anteil an der Weltenergieversorgung liegt bei etwa 20 %. Die Kohle, die neben Brennholz und Wasserkraft zu Beginn dieses Jahrhunderts einen Anteil von etwa 90 % hatte, ist auf ca. 30 % zurückgegangen.

Mit der Entdeckung des dynamoelektrischen Prinzips 1867 durch Siemens begann die Elektrizität über den Bereich der Telegraphie hinauszuwachsen. Eine erste elektrische Bahn demonstrierte dies 1879 auf der Berliner Gewerbeausstellung, 17 Jahre später begann die Berliner Hochbahn und die U-Bahn in Budapest; die Londoner U-Bahn, 1870 begonnen, hatte bis dahin dampfbetriebene Züge. In den achtziger Jahren wurden die ersten elektrischen Kraftwerke mit Dampftrieb errichtet, und die elektrische Beleuchtung begann langsam, die Gasbeleuchtung zu verdrängen. Die Wassermühle fand hier ein neues Anwendungsfeld. Man

baute stählerne Wasserturbinen und setzte sie zur Stromerzeugung ein. Elektrische Straßenbahnen ersetzten bald die Pferdebahnen, dann begann auch die Elektrifizierung des Eisenbahnverkehrs.

Die elektrischen Haushaltsgeräte, die wir alle kennen, wurden seitdem entwickelt. Sie haben in vielen bürgerlichen Familien die noch in der ersten Hälfte dieses Jahrhunderts üblichen Dienstboten ersetzt. In der Industrie wurden die zentralen Antriebe durch dezentral an den Maschinen angebrachte Elektromotoren ersetzt; erst die Elektrizität ermöglichte die preiswerte Herstellung von Aluminium; viele industrielle Verfahren - z. B. die Stahlschmelze - nutzen elektrische Energie.

Im Informationsbereich war der Telegraph nur der Anfang der Nutzung der Elektrizität gewesen. 1876 wurde das Telefon von G. Bell erfunden worden, 1880 gab es bereits das erste Fernsprechamt in der Schweiz. Mit der Entdeckung der elektromagnetischen Wellen 1888 durch H. Hertz begann die Funkübertragung von Nachrichten, es folgten Rundfunk und Fernsehen. Und mit der Erfindung des Phonographen und des Magnettonbandes wurde es möglich, Töne zu konservieren. Die Erfindung des Transistors und schließlich die Mikroelektronik haben das Informationszeitalter eingeläutet. Über Internet kann der PC-Benutzer heute weltweit Informationen abrufen, aber in vielen Fällen kann man fragen, ob dadurch der Erwerb des Wissens, das wir dringend zur Bewältigung der gegenwärtigen Probleme brauchen, wirklich erleichtert wird.

Mit der Uranspaltung 1939 durch O. Hahn rückte mit der Kernenergie eine weitere Primärenergiequelle ins Blickfeld. Aber ihre erste Anwendung erfolgte mit dem Abwurf der Atombomben 1945 über Japan und dies hat sicher auch zu den Akzeptanzproblemen bei der friedlichen Nutzung der Kernenergie beigetragen. Die Entwicklung von Kernkraftwerken begann nach dem zweiten Weltkrieg, heute decken sie etwa 17 % des weltweiten Strombedarfs.

Zwei Beispiele mögen die enormen Effizienzsteigerungen, die bei der Entwicklung der Technik erreicht wurden, verdeutlichen:

Der Eisenbedarf für den Bau von Kohlekraftwerken betrug im Jahr 1900 etwa 130 kg/kW, im Jahr 1975 noch etwa 40 kg; der Kohlebedarf sank in dieser Zeit von etwa 1,5 kg/kWh auf etwa 0,3 kg/kWh (Oesterwind 1982, 606).

Im Mittelalter wurden für das Erschmelzen von 1 kg Kupfer aus 25 %igem Erz vier Arbeitsstunden und 4 kg Holzkohle benötigt, während heute für die gleiche Kupfermenge aus 1 %igem Erz noch 10 Sekunden Arbeitszeit und weniger als 1 kWh Energie gebraucht werden (Stoll 1996, 3).

9. Die Industriegesellschaft heute

Die technische Entwicklung seit dem Beginn der industriellen Revolution, der dabei und dafür gewaltig gestiegene Energiebedarf und die immer schneller wachsende Zahl von Menschen haben in positiver Rückkopplung den Prozeß, der mit der neolithischen Revolution begonnen hatte, weiter beschleunigt. Die Menschen in den Industrieländern verfügen über einen Lebensstandard, wie es ihn in der Geschichte der Menschheit noch nie für die große Mehrzahl gegeben hat. Der Primärenergieverbrauch der Bewohner der Bundesrepublik Deutschland teilte sich 1988 auf folgende Zwecke (Theenhaus 1995, 6) auf:

Wohnen	31,9 %
Nahrung	20,1 %
Freizeit	16,5 %
Gesundheit	12,0 %
Kleidung	5,6 %
gesellschaftliches Zusammenleben	5,2 %
Bildung	4,5 %
Sonstiges	4,2 %.

Der Anteil für die Ernährung ist geringer als je zuvor, dafür ist die in der Freizeit und für Gesundheit genutzte Energie (zusammen fast 30 %) sicher ein Indikator für hohen Lebensstandard. Dank guter Ernährung, moderner Hygiene und Medizin ist die Lebenserwartung so hoch wie nie zuvor - um die Mitte des vorigen Jahrhunderts lag sie noch bei 35 Jahren. Im Jahr 1900 lebten 1,6 Milliarden Menschen auf der Erde, bis zum Jahr 2000 werden es 6 Milliarden sein. Es gelang in diesem Jahrhundert, die Produktion von Nahrung fast um den Faktor 4 zu steigern.

In den Industrieländern ist der Bevölkerungswachstum mit Wohlstand und Rentenversicherung weitgehend zum Stillstand gekommen, aber die Industrieländer haben mit moderner Pharmazie

und Medizin zum Bevölkerungswachstum in den Entwicklungsländern wesentlich beigetragen. Und dank elektronischer Medien sehen viele Menschen dort unseren zivilisatorischen Standard, und sie möchten ihn auch erreichen.

Inzwischen ist sichtbar geworden, daß die Umweltveränderungen, die durch den Zivilisationsprozeß verursacht wurden und werden, bedrohliche Ausmaße angenommen haben. Artensterben, Bodenerosion, Luft- und Wasserverschmutzung sind zwar seit vielen Jahrtausenden Folgen des menschlichen Handelns, aber sie hatten nie einen solch großen Umfang wie heute, denn noch nie gab es so viele Menschen sowie so große Stoffumsätze und Landschaftsveränderungen. Und der gewaltige Einsatz fossiler Energieträger könnte durch die CO₂-Emissionen im nächsten Jahrhundert Klimaänderungen verursachen, die die Ökosysteme (einschließlich derer zur Nahrungsversorgung) bedrohen.

10. Ausblick: Am Beginn der dritten zivilisatorischen Revolution?

Das Bewußtsein für die Gefährdungen der Ökosphäre ist in der Bevölkerung der Industrieländer vorhanden, und dort wurde in den letzten Jahrzehnten bereits einiges erreicht: In Deutschland - aber nicht nur hier - wurden z. B. die Emissionen von Staub, Schwefeldioxid und Kohlenmonoxid drastisch gesenkt, die Belastungen mit Kohlenwasserstoffen, Pestiziden und Schwermetallen wurden deutlich verringert, die Zahlen der Arten in den Flüssen wie dem Rhein hat wieder kräftig zugenommen. Das hat viel Geld gekostet, deshalb sind die wohlhabenden Länder eher in der Lage, in den Umweltschutz zu investieren als die armen Länder, in denen die Mehrheit der Menschen lebt. Umso erfreulicher ist es, daß auch sie inzwischen dem Montrealer Abkommen zum Schutz der stratosphärischen Ozonschicht beigetreten sind; 136 Staaten haben bis jetzt den Vertrag ratifiziert.

In den Industrieländern gibt es erhebliche Anstrengungen, Energie und Rohstoffe effizienter und sparsamer zu verwenden, regenerative Energieträger verstärkt einzusetzen sowie Abfälle möglichst wieder zu verwerten. Die Entwicklungsländer wollen jedoch aufholen. Und dafür brauchen sie unter anderem mehr Energie, vor allem in Form von billigem Öl. Viele von ihnen haben relativ günstige Voraussetzungen für die Nutzung regenerativer Energien, die allerdings meist recht kapitalintensiv sind.

Weithin einig ist man sich im Ziel einer nachhaltigen Entwicklung, das heißt einer Entwicklung, die die Lebenschancen für künftige Generationen nicht verschlechtert. Es wird darüber diskutiert, was darunter im Detail zu verstehen ist; sicher ist, daß die globalen Probleme - wie Treibhauseffekt, Waldzerstörung, Bevölkerungswachstum - nur in globaler Kooperation bewältigt werden können. Die Konferenzen von Rio 1992 und von Berlin 1995 waren wichtige Schritte auf diesem Weg, der noch lange nicht zu Ende ist. Der Club of Rome hat seinen Bericht von 1991 „Die globale Revolution“ genannt. Darin wird die These vertreten, daß eine dritte zivilisatorische Revolution notwendig ist, um zur nachhaltigen Entwicklung zu gelangen. Denn in der Vergangenheit wurden die Ressourcen der Erde praktisch als unerschöpflich behandelt.

Die neolithische Revolution - die erste zivilisatorische Revolution - hat mit der Erfindung von Ackerbau und Viehzucht die Arbeitsteilung und damit die ersten Hochkulturen hervorgebracht. Mit ihren zivilisatorischen Errungenschaften wuchs die Weltbevölkerung in einigen Jahrtausenden um zwei Größenordnungen. Voraussetzung dafür war die Nutzung der regenerativen Energien in Form von Biomasse, menschlicher und tierischer Arbeitskraft, Wind- und Wasserkraft. Die Begrenzung durch die jeweils nutzbaren Energieflüsse wurde durch die zweite zivilisatorische Revolution, die sogenannte industrielle Revolution, überwunden. Mit einer Vielzahl technischer Erfindungen ermöglichte sie die extensive Nutzung der fossilen Energieträger, die zu fast 90 % die Energie für unsere Zivilisation liefern. Damit konnte im Verlauf von drei Jahrhunderten die globale Nahrungsmittelproduktion - und somit die Zahl der Menschen - nochmals um eine Größenordnung gesteigert werden. Jetzt sind wir bei fast 6 Milliarden Menschen angelangt, im nächsten Jahrhundert werden es 8 - 12 Milliarden werden (Abb. 5).

Auf die dadurch entstandenen globalen Probleme kann hier nicht weiter im einzelnen eingegangen werden. Wichtig für deren Bewältigung ist sicher ein Abbau des Nord-Süd-Gefälles. Damit es den Armen besser geht und noch mehr Menschen ernährt werden können, müssen die landwirtschaftlichen Erträge weiter gesteigert werden, dazu gehören Mineraldünger, Pflanzenschutzmittel und in vielen Gegenden Bewässerung. „Im Zeitraum von 1950 bis 1986 stieg der durchschnittliche Düngerverbrauch pro Erdenbürger von 5 auf 26 Kilogramm, während im gleichen Zeitraum die Getreideanbaufläche pro Kopf von 0,24 auf 0,15 Hektar schrumpfte. Grob gesagt heißt das: Die enorme Steigerung der weltweiten

Nahrungsmittelproduktion ist gleichbedeutend mit der Umwandlung von Öl in eßbares Getreide mittels der Photosynthese.“(King und Schneider 1991, 41). Dafür wird Energie benötigt und auch für die Industrialisierung der Entwicklungsländer. Selbst erhebliche Einsparungen in den Industrieländern werden diesen Anstieg bestenfalls mindern können.

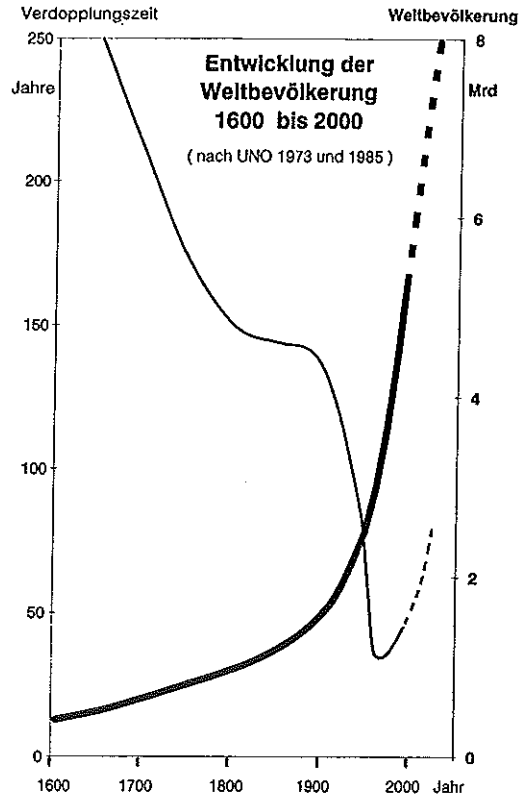


Abb. 5: Entwicklung der Weltbevölkerung von 1600 bis 2000 (nach UNO 1973 und 1985)

Gegenwärtig sind fossile Brennstoffe ausreichend vorhanden und sie sind relativ billig, aber die Vorräte sind endlich. Eine Einschränkung ihres Verbrauchs wird vor allem aus Gründen des Klimaschutzes gefordert. In welchem Umfang regenerative Energien, Kernspaltung und vielleicht Kernfusion an ihre Stelle treten, bleibt abzuwarten.

Die Entwicklung der menschlichen Zivilisation und die Zusammenhänge mit der Energienutzung konnte hier nur stark vereinfacht dargestellt werden. Dank der Zivilisation können Menschen auch in kühleren Gegenden in beheizten festen Häusern wohnen. Die Menschen können heute weltweit ohne große Strapazen reisen und kommunizieren. Sie

konnten Rechtssysteme frei von früheren barbarischen Bräuchen entwickeln. Ohne Zivilisation hätte es die Werke von Sokrates, Cicero, Augustin, Erasmus, Shakespeare, Leonardo da Vinci, Voltaire, Goethe, Kant, Mozart und vieler anderer herausragender Menschen nicht gegeben.

Aber seit Beginn gehörten zur Zivilisation auch immer wieder krieglerische Auseinandersetzungen, und Rückfälle in die Barbarei gibt es noch jetzt. Dank der technischen Entwicklungen ist die Zerstörungskraft dieser Zivilisation auf Tausende von Atomwaffen gewachsen.

Es bleibt zu hoffen, daß die Ansätze, die 1920 mit dem Völkerbund und 1945 mit den Vereinten Nationen begonnen haben, zu einer friedlichen Welt mit einer global anerkannten Rechtsordnung führen.

11. Literatur

Agricola, G.: Vom Berg- und Hüttenwesen. Deutscher Taschenbuch Verlag, München 1994

Calließ, J., Rüsen, J. Striegnitz, M. (Hrsg.): Mensch und Umwelt in der Geschichte. Centaurus-Verlagsgesellschaft, Pfaffenweiler 1989

Campbell, B.: Ökologie des Menschen. Harnack Verlag, München 1985

Cipolla, C.M.: Wirtschaftsgeschichte und Weltbevölkerung, Deutscher Taschenbuch Verlag, München 1972

Cook, E.: The Flow of Energy in an Industrial Society. Scientific American, 225 (1971), 135-144

Debeir, J.-C., Deléage, J.-P., Hemery, D.: Prometheus auf der Titanic. Geschichte der Energiesysteme. Campus Verlag, Frankfurt - New York 1989

Durant, W.: Kulturgeschichte der Menschheit, Südwest Verlag, München Band 1: Der alte Orient und Indien, 1979; Band 3: Das klassische Griechenland, 1977

Edwin, K.W.: Perspektiven der langfristigen Energieversorgung. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 31 (1981), 322-329

Festinger, L.: Archäologie des Fortschritts. Campus, Frankfurt/Main 1985

Gleitsmann, R.-J.: Und immer wieder sterben die Wälder: Ökosystem Wald, Waldnutzung und Energiewirtschaft in der Geschichte. In: Calließ et al. 1989, 175-204

Grupe, E.: Umwelt und Bevölkerungsentwicklung im Mittelalter. In: Herrmann, B. 1986, 24 - 34

Harris, M.: Kannibalen und Könige. Die Wachstumsgrenzen der Hochkulturen. Deutscher Taschenbuch Verlag, München 1995

Henry Hobhouse: Fünf Pflanzen verändern die Welt. 2. Auflage, Deutscher Taschenbuch Verlag, München 1996

Herrmann, B. (Hrsg): Mensch und Umwelt im Mittelalter. Deutsche Verlagsanstalt, Stuttgart 1986

Kern, M. und Hess, W.: Industrialisierte Landwirtschaft. Das Super-Korn, Bild der Wissenschaft, Heft 10, 1981

King, A. und Schneider, B.: Die globale Revolution. Ein Bericht des Rates des Club of Rome. Spiegel Verlag R. Augstein (Hrsg.), Hamburg 1991

Landes, D.S.: Der entfesselte Prometheus, Technologischer Wandel und industrielle Entwicklung in Westeuropa von 1750 bis zur Gegenwart. Kiepenheuer und Witsch, Köln 1973

Lamb, H.H.: Klima und Kulturgeschichte. Rowohlt, Reinbek 1989

Lüning, J.: Leben in der Steinzeit. In: Markl, H., 1983 a, 129-146

Markl, H. (Hrsg.): Natur und Geschichte. R. Oldenbourg Verlag, München - Wien 1983

Markl, H. (1983 b): Die Dynamik des Lebens: Entfaltung und Begrenzung biologischer Populationen. In: Markl, H. (1983), 71-100

Oesterwind, D.: Evolution der Energieversorgung, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 32 (1982), 606-609

Pallach, U.-C. (Hrsg.): Hunger. Deutscher Taschenbuch Verlag, München 1986

Remmert, H.: Naturschutz, 2. Aufl., Springer-Verlag Berlin/Heidelberg/New York 1990

Ruffié, J. und Sournia, J.-C.: Die Seuchen in der Geschichte der Menschheit. 2. Aufl., Klett-Cotta, Stuttgart 1987.

Schmökel, H.: Kulturgeschichte des alten Orients. Weltbild, Augsburg 1995

Starr, Ch.: Energy and Power. In: Energy and Power. A Scientific American Book, W.H. Freeman, San Francisco, 1971, 2 - 15

Stoll, W.: Wirtschaftlichkeit von Stoffkreisläufen. Deutsches Atomforum, Bonn 1996

Theenhaus, R.: Energie, Grundlage für zukünftige Entwicklung. In: Energieforschung aus technischer, ökonomischer, ökologischer und politischer Sicht. Forschungszentrum Jülich 1995

Thomas, H.: Geschichte der Welt. Manfred Pawlack, Herrsching 1990

Varchim, J. und Radkau, J.: Kraft, Energie und Arbeit - Energie und Gesellschaft. Rowohlt, Reinbeck 1984

.....
Wedgewood, V.: Die ersten 5000 Jahre. Deutscher Taschenbuch Verlag, München 1989

Weeber, K.-W.: Smog über Attika, Umweltverhalten im Altertum. Artemis Verlag, Zürich und München 1990

Weniger, H.-J.: Die Erfindung der Agrikultur. In: Markl. H. 1983, 171

Energietechnik



Grundlagen der Energie-Umwandlung

H. Barnert

Forschungszentrum Jülich GmbH
Institut für Sicherheitsforschung und Reaktortechnik
52425 Jülich

1. Energie, Basis des modernen Lebens

1.1. Zusammengefaßt: Die Basis des modernen Lebens ist der Einsatz von Energie in der Wirtschaft. Mit einem Primärenergieverbrauch von 4,2 t Öl-Äquivalent pro Person und Jahr in der Bundesrepublik Deutschland tragen die Bundesbürger kräftig zum Energieproblem bei: Effizienterer Einsatz ist angesagt. Weltweit betrachtet ist der Einsatz von Energie der wichtigste Motor zur Entwicklung (Industrialisierung).

1.2. Im Detail zum Primärenergieverbrauch in der Bundesrepublik, zu einem Vergleich mit anderen Industrieländern und zu Energie als Motor für die Entwicklung in der Welt:

1.2.1. Der Primärenergieverbrauch in der Bundesrepublik Deutschland betrug im Jahre 1992 etwa 4,2 t Öl-Äquivalent pro Person und Jahr. Damit haben die Bundesbürger erheblich zum Energieproblem in der Welt beigetragen. Zur Vergegenwärtigung sei darauf hingewiesen, daß diese Menge an Energie, gemessen in Öl-Einheiten, einem Würfel von 5 m^3 , entsprechend einer Kantenlänge von 1,7 m (das ist etwa Personenhöhe) entspricht, Bild 1-1.

1.2.2. Die Kategorien des Primärenergieeinsatzes sind einerseits Industrie mit 32 %, Verkehr mit 28 %, Haushalt mit 25 % und Kleinverbraucher mit 16 %; und andererseits die Nutzenergiearten: Prozeß-Wärme (bzw. -Kälte), Raum-Wärme (bzw. in Zukunft "-Kühle"), mechanische Energie und Beleuchtungsenergie, Bild 1-1. Daraus ist ersichtlich: der Verbraucher fragt bestimmte Energieserviceleistungen nach; diese müssen durch Energieumwandlung erzeugt werden.

1.2.3. Energie ist ein wichtiger Wirtschaftsfaktor, dies wird durch einen Vergleich Wirtschafts- und Energie-relevanter Zahlen der Industrieländer (USA, Japan, BRD) im Vergleich zum Weltdurchschnitt (W) deutlich, Bild 1-2. Die Bundesrepublik liegt in der Führungsgruppe der Industrieländer, bzgl. Primärenergieverbrauch und CO₂-Emission ist Japan für die BRD beispielgebend.

1.2.4. Als Maß für den Stand der Entwicklung der Regionen der Welt und einzelner Länder wird die Energie-Intensität (Energy Intensity) benutzt; dies ist der Inlands- Primärenergieverbrauch bezogen auf das Inlands-Brutto-Sozialprodukt. Es zeigt sich historisch, daß zunehmende Entwicklung eine abnehmende Energie-Intensität zur Folge hat, Bild 1-3.

2. Basis des Lebens ist die Sonne

2.1. Zusammengefaßt: Angesichts der Bedeutung des Energieeinsatzes für die Menschheit sei daran erinnert: die Basis des Lebens auf der Erde ist die Sonne. Die Sonnen-Einstrahlung von 178.000 TWa/a (TWa/a = Tera-Watt-Jahr pro Jahr) ist sehr groß und dennoch relativ verdünnt mit durchschnittlich etwa 100 W/m² Erdoberfläche. Davon werden immerhin ca. 200 TWa/a in der Photosynthese (Brutto-Primärproduktion) in Kohlehydrate, genauer: Glukose, umgewandelt. Dieses Molekül, Glukose C₆H₁₂O₆, ist das am häufigsten synthetisierte Molekül auf der Erde. Es ist die Basis der Biomasse und unseres Daseins.

2.2. Im Detail zur Sonneneinstrahlung, zur Photosynthese, der Nahrungsmittelproduktion und den zugehörigen Energieflüssen:

2.2.1. Die Quelle der Sonnenenergie ist Fusion von Protonen zu α -Teilchen ($4p = \alpha$), die dabei freiwerdende Energie wird schließlich als Strahlungsenergie in den Weltraum abgestrahlt. Der Betrag wird durch das STEFAN-BOLTZMAN-Gesetz mit einer Temperatur von 5762 K beschrieben, Bild 1-1. Der auf der Erde ankommende Anteil, vermindert um das Abstands-Quadrat-Gesetz ist mit 178.000 TWa/a (Tera-Watt-Jahr pro Jahr) sehr groß. Die auf die Einstrahlungsfläche bezogene Sonnenstrahlung heißt Solar-Konstante und beträgt 1360 W/m². Gemittelt über die gesamte Erdoberfläche beträgt der Energieeintrag 340 W/m², Bild 2-1; und bei Berücksichtigung von Vorgängen in der Atmosphäre sogar lediglich etwa 100 W/m², Bild 2-2. Die Solarstrahlung ist damit - im Vergleich zu technischen Maßstäben - relativ verdünnt.

2.2.2. Das Wettergeschehen in der Atmosphäre und andere Vorgänge, die im allgemeinen ausgleichend wirken, wie z.B. Wasserverdampfung, verbrauchen sehr große Energiebeträge. Es werden damit Bedingungen in der Biosphäre eingestellt, wie wir sie gewohnt sind. Ein kleiner Teil der Sonneneinstrahlung, nämlich etwa 200 TWa/a (genau 128 an Land und 64 im Meerwasser) werden zur Photosynthese verwendet.

2.2.3. Die Photosynthese, die durch die Sonne angetrieben wird, ist die Basis des Lebens auf der Erde. Es ist dies die wichtigste Energie-Umwandlung überhaupt, weil aus Wasser und Kohlendioxid - beide haben keinen Energieinhalt - durch den Einfang von Photonen im Chlorophyll schließlich Kohlehydrate, an erster Stelle Glykose als energiereiche Verbindung gebildet wird. Dieses Molekül Glykose $C_6H_{12}O_6$ ist das am häufigsten synthetisierte Molekül auf der Erde.

2.2.4. Die Photosynthese ist die energetische Grundlage für das Leben in der Biosphäre und die Basis für die Ernährung der Menschheit, Bild 2-4. Aus einer Vergegenwärtigung ergibt sich, daß der Energiefluß der Ernährung der Menschheit als Service etwa 0,55 TWa/a beträgt.

3. Weltenergieversorgung statistisch und Kosten

3.1. Zusammengefaßt: Die Primärenergieproduktion in der Welt betrug im Jahr 1990 etwa 12 TWa/a. Der weit überwiegende Teil davon, nämlich 85 %, ist fossilen Ursprungs. Dies ist der Grund für das "CO₂-Klimaänderungs-Problem", die größte Herausforderung für die Energieversorgung der Menschheit. Die Lösung dieses Problems erfordert Energieforschung bisher unbekannter Dimension.

3.2. Im Detail für die Weltenergieversorgung, das CO₂-Klimaänderungs-Problem, sowie aktuelle Kosteninformationen und Energie-Ketten und -Netze:

3.2.1. Die Primärenergieproduktion der Welt betrug 1990 etwa 8370 Mtoe/y (Mtoe/y = Million Tons of oil equivalent per year), entsprechend etwa 12 TWa/a. Sie ist damit klein gegen die Einstrahlung der Sonnenenergie und etwa 6 % der Photosyntheseleistung; aber die genutzten Energiesorten sind im Vergleich zur Sonnenenergie hochkonzentriert.

3.2.2. Der weit überwiegende Teil der Versorgung mit Primärenergieträgern der Welt ist fossilen Ursprungs, nämlich etwa 85 %, besteht aus Öl, Kohle und Gas, Bild 3-1. Dies ist der Grund für das "CO₂-Klimaänderungs-Problem", weil die mit der Nutzung der fossilen Primärenergieträger verbundenen Emissionen an Kohlendioxid unvermeidbar sind. Dies ist klar, denn fossile Primärenergieträger sind nichts anderes, als im Laufe der Entwicklung der Biosphäre aus der Biosphäre "endgelagerte" überschüssige Biomasse.

3.2.3. Zur Lösung des CO₂-Klimaänderungs-Problems sind deswegen rigorose Forderungen zur Reduktion der CO₂-Emissionen in der Diskussion, Bild 3-2. Weltweit betrachtet wird für die nächsten 5 Jahrzehnte als Ziel eine Reduktion der CO₂-Emissionen, bezogen auf das Jahr 1987, um den Faktor 4 gefordert, was für die Industrieländer im Durchschnitt eine Reduktion um den Faktor von etwa 10 ((200-34):16) bedeutet. Dies stellt die größte Herausforderung für die Energieversorgung der Menschheit dar. Die Lösung des Problems durch Umstellung auf nicht-fossile Primärenergiequellen erfordert Energieforschung bisher unbekannter Dimension.

3.2.4. Neben den Forderungen zum Umweltschutz bestehen naturgemäß auch Forderungen zu preiswerter Energieversorgung, z. B. um Wettbewerbsfähigkeit zu erreichen. Einen Überblick über Energiepreise der Verbraucher in der Europäischen Union gibt Bild 3-3. Außerdem ist hier beispielhaft ablesbar, was Energie-Umwandlung kostet. Ein Beispiel: Aus Steam Coal für 13 US \$/MWh (US \$/MWh = US Dollar pro Mega-Watt-Stunde) wird Elektrizität für Industrieabnehmer zu einem Preis von 73 US \$/MWh und für Haushalts- und Kleinverbraucher zu einem Preis von 131 US \$/MWh produziert und verkauft.

3.2.5. Die Übersicht über die Elektrizitätserzeugungskosten unterschiedlicher, auch zukünftiger Technologien, Bild 3-4, zeigt, daß eine große Notwendigkeit zur Kostenreduktion bei den nicht-fossilen Verfahren besteht.

3.2.6. Einen Überblick über Energieversorgungs-Ketten und -Netze gibt Bild 3-5.

4. Thermodynamische Grundlagen der Energie-Umwandlung

4.1. Zusammengefaßt: Die thermodynamischen Grundlagen der Umwandlung von Energie-Arten sind die drei Hauptsätze der Thermodynamik. Eine bessere Beachtung der Entropie-Bilanzen in Forschung, Entwicklung und Anwendung (inklusive Kostenfindung) ist angeraten,

weil lehrreich. So ist die Angabe, der Wirkungsgrad einer Ölheizung für Fußbodenheizung sei z.B. 90 % widerspruchsvoll, weil eigentlich "Energie-Umwandlungsmöglichkeit (Exergie)" verschleudert wird. Das bekannte Beispiel "Kraft-Wärme-Kopplung" steigert die Effizienz des Energieeinsatzes, weil die Entropieproduktion relativ preiswert klein gehalten wird.

4.2. Im Detail zu den thermodynamischen Hauptsätzen, insbesondere dem 2. Hauptsatz (die Entropieproduktion ist positiv), einzelnen Anwendungen und Schlußfolgerungen:

4.2.1. Am Beginn der thermodynamischen Grundlagen von Energieumwandlungen stehen die drei Hauptsätze der Thermodynamik, Bild 4-1: Bei Energieumwandlungen in geschlossenen (abgeschlossenen) Systemen gilt:

1. die Änderung der Energie ist Null (1. Hauptsatz),
2. die Änderung der Entropie ist positiv (2. Hauptsatz), und
3. die Temperatur (absolut) ist positiv.

Angeachtet der Bedeutung von Energieproblemen und der Notwendigkeit der Energieforschung ist - gegenüber der bisherigen Praxis - die genauere Beachtung der Entropie-Bilanz und des 2. Hauptsatzes angeraten, weil lehrreich.

4.2.2. Die Detaillierungen zum 1. und 2. Hauptsatz erfolgt in der Energie-Bilanz und der Entropie-Bilanz des thermodynamischen Wandlers, Bild 4-2, der ein verallgemeinertes Modell für Umwandlungen von Wärmen und Stoffen darstellt.

4.2.3. Die Erfahrung, daß selbsttätig ablaufende Ausgleichsvorgänge in eine bestimmte Richtung ablaufen, wird durch den 2. Hauptsatz mit der Forderung "die Änderung der Entropie ist positiv" zum Ausdruck gebracht. Zur Vergegenwärtigung diene das einfache Beispiel "Ausgleich unterschiedlicher Temperaturen", Bild 4-3, das dies mit einfachen Zahlen als sinnvoll erläutert: in einem abgeschlossenen System ist eine Änderung dann und nur dann selbsttätig ablaufend, wenn die mit der Änderung verbundenen Entropie-Produktion positiv ist. Die Beachtung dieser Aussage ist lehrreich, weil in der Praxis der Energiewirtschaft - aber auch des Lebens - Energieumwandlungen selbsttätig ablaufend sind.

4.2.4. Neben der Energiebilanz ist die Diskussion der Entropie-Bilanz (nach sinnvoller Zusammenfassung mit ersterer) sinnvoll und lehrreich, weil Relationen zwischen maßgeblichen

Parametern entstehen. Dies sei beispielhaft für ein Kraftwerk zur Umwandlung von Wärme in Arbeit, Bild 4-4, aufgezeigt. Aus der Energie-Bilanz, Gleichung (1) und der Entropie-Bilanz, Gleichung (2) ergibt sich nach Einsetzen die zusammengefaßte Entropie-Bilanz, Gleichung (3), mit der Forderung, daß bestimmte Terme positiv sein müssen, welche dann zugleich auch charakteristische Größen sind. Demnach ergeben sich die Definitionen "sozusagen" von selbst, und zwar für den Wirkungsgrad, den "CARNOT-Wirkungsgrad" und für die "mit der Umgebungstemperatur multiplizierte Feed-Energie-spezifische Entropie-Produktion", die hier abgekürzt Dissipation genannt wird, Gleichungen (4-6). Das Ergebnis ist, daß die Dissipation die Differenz aus dem "CARNOT-Wirkungsgrad" und dem tatsächlichen Wirkungsgrad ist, (7) in Bild 4-4. Mit den aus der Praxis bekannten üblichen Werten eines modernen Steinkohlen-Kraftwerks ergibt sich, daß die Dissipation 0,15, entsprechend 15 %, ist. Dies ist ein sehr guter, weil relativ kleiner Wert. Allerdings, bezieht er sich auf die Umwandlung von Wärme in Arbeit, die Umwandlung von Chemischer Energie in Wärme ist nicht enthalten. Und weiterhin gilt allerdings natürlich, daß der Wert der Dissipation nicht beliebig klein werden darf, weil der angestrebte Energie-Umwandlungs-Prozeß sonst "schlecht" bzw. "teuer" vorwärts läuft. Zur Technik und den erreichten praktischen Wirkungsgraden sind Angaben in Bild 4-5, 4-6 und 4-7 enthalten.

4.2.5. Für die Energie-Umwandlungen, die zur Familie "Wärme in Arbeit" zugehörig sind, nämlich Wärmepumpe, Kältemaschine und "OTEC" sind die zusammengefaßten Entropie-Bilanzen und Anweisungen daraus in Bild 4-8, 4-9 und 4-10 angegeben. Der "Ocean Thermal Energy Converter, OTEC" ist ein Beispiel dafür, daß die Schere zwischen einerseits angestrebtem hohen Wirkungsgrad und andererseits ausreichend positiver Dissipation ziemlich eng wird. Hier kann theoretisch geschlußfolgert werden, daß dieses Verfahren der alternativen Stromerzeugung teuer sein wird.

4.2.6. Die Betrachtung der Kraft-Wärme-Kopplung, Bild 4-11, zeigt, daß in der zusammengefaßten Entropie-Bilanz, Gleichung (3), "Wärmemengen" mit "CARNOT"-Wirkungsgraden gewichtet auftreten (dies ist ein Hinweis dafür, daß eigentlich die sogenannten "Exergien" zählen), und daß mit üblichen Zahlenwerten aus der Praxis, die Dissipation preiswert recht klein wird. Dies ist der Grund dafür, daß Kraft-Wärme-Kopplung eine sehr gute Möglichkeit zur Steigerung der Effizienz des Energieeinsatzes ist. Sicherlich gehört diese Möglichkeit auch zu den naheliegenden Verbesserungsmöglichkeiten.

4.2.7. Dies wird auch besonders deutlich bei der Betrachtung der Umwandlung von Chemischer Energie in Wärme in einem Öl-Heizkessel, Bild 4-12. Die zusammengefaßte Entropie-Bilanz, Gleichung (6) enthält die übliche Definition des Wirkungsgrads, Gleichung (7), nicht, was als Hinweis auf einen Widerspruch zu interpretieren ist. Dies führt dann dazu, daß mit den üblichen Zahlen einer Fußbodenheizung der Wirkungsgrad mit z. B. 90 % relativ hoch sein kann und dabei gleichzeitig die Dissipation mit $\delta = 0,93$, entsprechend 93 %, ebenfalls recht hoch ist. Dies bedeutet, daß Energie-Umwandlungsmöglichkeit (Exergie) in einer Fußbodenheizung verschleudert wird. Allerdings ist anzumerken, daß dies offenbar der Grund dafür ist, daß solche Heizungen im allgemeinen bezüglich der Investitionskosten preiswert sind. Weiterhin ist anzumerken, daß bei einer Hochtemperaturheizung der innere Widerspruch weniger bedeutend und die Dissipation kleiner ist. Die Auflösung des aufgezeigten Widerspruchs gelingt erst durch Einführung einer Leistungsziffer, Bild 4-14, entsprechend einer exergetischen Bewertung. Die Technik der Raumwärmeerzeugung durch Ölheizung ist in Bild 4-13 erläutert.

4.2.8 Die widerspruchsfreie Bildung beschreibender Parameter für die Umwandlung von Chemischer Energie in Wärme geschieht ohne die übliche widerspruchsvolle Definition des Wirkungsgrads einer Heizung gemäß einer Formulierung der zusammengefaßten Entropiebilanz, Gleichung (3), Bild 4-14. Hier ist gezeigt, daß widerspruchsfrei ausschließlich die "Leistungsziffer für die Chemische Wärmepumpe" definierbar ist. Würde es durch eine entsprechende Erfindung möglich sein, eine Leistungsziffer von z. B. 6 zu erreichen, so würde dies für den Heizenergie-Einsatz eine Verringerung des Bedarfs um den Faktor 6 bedeuten. Allerdings wäre die dafür nötige "chemische Wärmepumpe" sicherlich kapitalintensiver als ein Ölheizkessel.

4.2.9. Für die Umwandlung von Elektrizität in Chemische Energie (Elektrolyse) und die Umwandlung von Chemischer Energie in Elektrizität (Brennstoffzelle) sind die zusammengefaßten Entropie-Bilanzen in Bild 4-15 und Bild 4-16, jeweils Gleichungen (3) und (4), angeführt mit den sich daraus ergebenden Definitionen. Auch hier sind andere Definitionen des Wirkungsgrads üblich (gekennzeichnet durch Asterix), was vermieden werden sollte, weil Verwirrung entsteht.

5. Kopplung in der Energie-Umwandlung

5.1. Zusammengefaßt: Als neuartiges thermodynamisches Beurteilungskriterium bei Energie-Umwandlungen wird hier die "Kopplung "der Energie-Umwandlung , ausgedrückt durch den "Kopplungs-Koeffizienten K", vorgeschlagen. K ist ein Maß für eine Energie-Aus-wirkung eines Systems zur Energieumwandlung im Vergleich zur Energie-Einwirkung auf dieses System. Für Naßdampf gilt $K = 1$ bis 3 , die Fusion auf der Sonne ist stark gekoppelt ($K = 6 \times 10^6$), dahingegen ist Photosynthese ganz schwach gekoppelt ($K = 5 \times 10^{-5}$).

5.2. Im Detail für einzelne Ergebnisse, das Prinzip, die Kopplung beim "Kreisprozeß-Arbeitsmittel Gas", und einige weitere Beispiele von der Fusion auf der Sonne bis zur Photosynthese auf der Erde:

5.2.1. Die Kopplung der Energieumwandlung, ausgedrückt durch den Kopplungskoeffizienten K, die hier als neuartiges dynamisches Beurteilungskriterium diskutiert und vorgeschlagen wird, überdeckt einen sehr weiten Zahlen-Bereich, was zum Ausdruck bringt, daß der Grad der Kopplung, von "sehr stark gekoppelt" bis zu "sehr schwach gekoppelt", Bild 5-1, reicht. Das Kreisprozeß-Arbeitsmittel "Naßdampf" hat einen Kopplungskoeffizienten von $K = 1$ bis 3 für die Umwandlung von Wärme in Arbeit: Naßdampf ist relativ stark gekoppelt; möglicherweise ist dies der Grund für den Erfolg der Erfindung der WATTschen Dampfmaschine. Die Fusion auf der Sonne ist mit $K = 6 \times 10^6$ sehr stark gekoppelt, dahingegen ist die Photosynthese auf der Erde mit $K = 5 \times 10^{-5}$ ganz schwach gekoppelt. Es ist zu beachten, daß es die "elastische" und die "entropie-erzeugende" Kopplung gibt.

5.2.2. Die Kopplung ist ein Maß für eine Energie-Auswirkung eines Systems zur Energieumwandlung im Vergleich zur Energieeinwirkung auf dieses System. Das Prinzip ist z. B. am OTTO-Motor eine Druck-Volumen-Auswirkung des Gases im Zylinder/Kolben auf eine Temperatur-Entropie-Einwirkung durch die Explosion des Benzin-Luft-Gemischs, Bild 5-2. Aus diesem Grunde werden die maßgeblichen Zustandsänderungen im T-S-Diagramm und im P-V-Diagramm dargestellt. Auf diese Weise sind im Prinzip alle Energie-Umwandlungen, Bild 5-3, gekoppelt.

5.2.3. Für das Beispiel der Kopplung bei der Energie-Umwandlung von "Wärme in Arbeit" sei die Herleitung schrittweise angegeben: Die GIBBSsche Hauptgleichung, Bild 5-4, Gleichung (1) erlaubt die Definition des Vergleichsfaktors Ω , Gleichung (2), für die kapazitiven Größen Volumen V und Entropie S bzgl. ihrer Änderungen und wegen der Integrabilitätsbedingung des totalen Differentials dE auch den Vergleich der intensiven Größen Temperatur T und Druck P bzgl. ihrer Änderungen. Von Interesse ist die Differenz der Druck-Volumen-Empfänglichkeit (Suszeptibilität), genauer der Kompressibilitäten bei konstanter Temperatur und konstanter Entropie, Gleichung (3) bzw. deren relative Größe, die als Kopplungs-Koeffizient K , Gleichung (4) definiert ist. Damit ist der Kopplungskoeffizient ausdrückbar durch Gleichung (5), in der der Vergleichsfaktor als Quadrat enthalten ist und die auftretenden Faktoren (Differentialquotienten) zugeordnete Empfänglichkeiten, hier Wärmekapazitäten und Kompressibilitäten, sind. Weiter ausgeführt ergibt sich, Bild 5-5, daß der Kopplungskoeffizient die relative Differenz der Kompressibilitäten bzw. der Wärmekapazitäten darstellt und daß er mit den üblichen Faktoren zur Beschreibung des Verhaltens von Gas sehr einfach ausdrückbar ist, z. B. Gleichungen (7) und (8). Für den Sonderfall "Ideales Gas" ergibt sich, daß der Kopplungskoeffizient gleich ist dem um 1 verminderten Isotropen-Exponenten, κ . Es ist bekannt, daß dieser Wert κ - und damit der Kopplungs-Koeffizient K - für die Auslegung von Motoren und Gasturbinen von großer Bedeutung ist. Der Zahlenwert für K für den Sonderfall "Ideales Gas" ist damit etwa $K = 2/f$, wobei f den Freiheitsgrad des Gases bedeutet mit $f = 3$ für 1-atomiges Gas, z.B. He, $f = 5$ für 2-atomiges Gas, z.B. N_2 und $f = 7$ für 3-atomiges Gas, z.B. H_2O und CO_2 .

5.2.4. Bemerkenswert ist, daß es für andere Energie-Umwandlungen ähnlich einfache Relationen gibt, und zwar sowohl für "elastische" Kopplung, wie auch für "entropie-produzierende Kopplung". Bei der "entropie-produzierenden Kopplung", genauer ausgedrückt: der Kopplung bei "entropie-produzierenden Prozessen", ergibt sich die Definition des Vergleichsfaktor Ω wegen ONSAGERS Reziprozitäts-Satz.

5.2.5. Ein Beispiel für "entropie-erzeugender Kopplung" ist die Umwandlung von Wärme in Elektrizität in einem direkten Prozeß, nämlich entsprechend dem Effekt der Thermoelektrizität, Bild 5-6. Auch hier gelten entsprechende Beziehungen, die die Definition eines Vergleichskoeffizienten Ω und des Kopplungskoeffizienten K erlauben. Es ist bemerkenswert, daß sich der so allgemein definierte Kopplungskoeffizient auch hier auf einfache, bisher bekannte

Kennwerte zurückführen läßt, Bild 5-7. Im Falle des Thermogenerators und PELTIER-Kühlelements ist der Kopplungskoeffizient K das Produkt aus der Effektivität Z und der Temperatur, Bild 5-7, Gleichung (2), eine Beziehung, die für Metalle in der Anwendung des Thermoelements noch einfacher lautet, Gleichung (6).

5.2.6. Die Kopplung bei der Energie-Umwandlung "Chemische Energie in Wärme" führt auf eine ähnlich einfache Beziehung, Bild 5-8, Gleichung (2). Diese kann prinzipiell auch für Kernreaktionen, Bild 5-9, angewendet werden kann. Wegen der hohen Energiefreisetzungen und dem entsprechend hoher Werte der Reaktions-Entropien, sind diese Kopplungen sehr stark. Die Fusion auf der Sonne ($4p \rightarrow \alpha$) ist mit $K = 6 \times 10^6$ sehr stark gekoppelt. Ähnliches gilt für die Spaltung von Uran mit $K = 0,8 \cdot 10^4$.

5.2.7. Die Anwendung dieses Formalismus auf die Energie-Umwandlung "Sonnenstrahlung in Elektrizität" in der Photovoltaik, gibt eine ähnliche Beziehung für den Kopplungs-Koeffizienten, Bild 5-10, Gleichung (4), mit dem Hinweis, daß die Menge absorbiierter Photonen, Bild 5-11, zusammen mit weiteren Faktoren, Bild 5-12, entscheidend für die Größe des Kopplungskoeffizienten ist; hier ist beispielhaft $K = 0,09$, Bild 5-12. Dies hängt naturgemäß mit der Natur der Sonnenstrahlung, Bild 5-13 und 5-14, zusammen.

5.2.7. Für die Kopplung bei der Energie-Umwandlung "Sonnenstrahlung in Biomasse", Bild 5-15 und 5-16, ergibt sich insgesamt, mit dem Kopplungs-Koeffizienten $K = 5 \times 10^{-5}$, eine sehr schwache Kopplung.

5.3 In Ergänzung zur Theorie:

5.3.1. Für die Definition des Kopplungs-Koeffizienten K läßt sich zeigen, daß für K die Eigenschaft der "Kommutativität" gilt, d.h. daß das Ergebnis der Herleitung von K unabhängig davon ist, in welcher Reihenfolge die Posten in der GIBBSschen Hauptgleichung $dE = TdS + (-P) dV$ und in der die Entropieproduktion beschreibenden Gleichung, für die die ONSAGER-Beziehung gilt, $S_p = UI + \Delta T J_S$, angeschrieben sind. Dies bedeutet, daß K sowohl für den Vorwärts-, wie auch für den Rückwärts-Prozeß gilt; was der Erwartung entspricht.

5.3.2. Die Definition des Kopplungs-Koeffizienten K stellt die notwendige Erweiterung zu der zusammengefaßten Entropiegleichung des verallgemeinerten Energiewandlers, Kap. 4, dar,

weil K kennzeichnende Parameter (Werkstoffwerte) des Arbeitsmittels verknüpft, während die zusammengefaßte Entropiegleichung nur die Parameter der Reservoirs zusammenfaßt.

6. Zusammenhang, Kosten, Wirkungsgrad, Kopplungs-Koeffizient

6.1. Zusammengefaßt: Ein vereinfachtes "Zwei-Parameter-Modell" der Kostenstruktur von Energie-Umwandlung zeigt den Zusammenhang der Kosten mit dem Wirkungsgrad und dem Kopplungs-Koeffizienten. Fortwährende Aufgabe der Energieforschung ist die Steigerung der Effizienz bei preiswerter Kostengestaltung.

6.2. Im Detail zu dem Zusammenhang von Kosten mit dem Wirkungsgrad und dem Kopplungskoeffizienten:

6.2.1. Das andauernde Bestreben beim Betrieb von Energie-Umwandlungs-Anlagen ist es, den Betrieb unter optimalen Bedingungen, z. B. einem optimalen Wirkungsgrad, zu betreiben, d.h. minimale spezifische Erzeugungskosten, z. B. Stromgestehungskosten, zu erreichen. Theoretisch betrachtet bedeutet dies die Frage nach der Existenz eines relativen Kostenminimums. Im Prinzip ist ein Kostenminimum, bei der Möglichkeit entsprechender Separation, immer gegeben, weil einerseits bei kleiner werdendem Wirkungsgrad der Brennstoffkosten-Anteil stark ansteigt und der Investkostenanteil sinkt und andererseits bei steigendem Wirkungsgrad schließlich der Investkosten-Anteil stark ansteigt, während der Brennstoffkosten-Anteil sinkt.

6.2.2. Dieser Sachverhalt wird durch das vereinfachte "Zwei-Parameter-Modell", Bild 6-1, Gleichung (1), zum Ausdruck gebracht. Die Brennstoffkosten B sind im allgemeinen bekannt, die zwei Parameter zur Beschreibung sind der Anfangswert (A) der Investkosten (bei Wirkungsgrad = Null) und der Steigungswert α der Investkosten. Es sei angemerkt, daß die Differenz $1 - \eta$ in einfachen Fällen gleich ist der Dissipation δ .

6.2.3. Die Anwendbarkeit des gewählten "Zwei-Parameter-Ansatzes" für den Investkosten-Anteil ist damit erklärbar, daß einerseits die Gesamtinvestitionen proportional zur Produktleistung (elektrische Leistung) sind und andererseits umgekehrt proportional mit abnehmender Entropie-Produktion, bzw. Dissipation, die geeigneter Weise am Feed-Strom gemessen wird,

zunimmt. Dies bedeutet; je höher der Wirkungsgrad werden soll, desto größer müssen die Investitionsaufwendungen zur Erreichung dieses Wirkungsgrads sein.

6.2.4. Für einfache Beispiele, sogenannte "Unit-Operations", hier z. B. einen Wärmeübertrager sind einfache und einleuchtende Beziehungen zur Bestimmung der zwei Parameter A und α herleitbar, Bilder 6-1 und 6-2. Sie sind einfach, weil bestimmende Parameter miteinander sinnvoll verknüpft werden, wie z. B. der Preis pro Fläche und der Wärmeübertragungskoeffizient, und sie sind einleuchtend, weil der Anstiegswert α bei direkter Proportionalität z. B. $\alpha = 1$ sein sollte.

6.2.5. Die Gewährleistung der Energie-Versorgung der Menschheit ist angesicht der wachsenden Bevölkerungszahlen und wegen der notwendigen Umstellungen ,z.B. zur Effizienzsteigerung als Beitrag zur Reduzierung der CO₂-Emissionen eine fortwährende Aufgabe, bei der die preiswerte Kostengestaltung eine harte Randbedingung darstellt. Energieforschung ist dabei vordringlich, weil aussichtsreiche Potentiale existieren.

7. Zusammenfassung und Ergebnisse

7.1. Die Basis des modernen Lebens ist der Einsatz von Energie in der Wirtschaft. Mit einem Primärenergie-Verbrauch von 4,2 tÖl-Äquivalent pro Person und Jahr in der Bundesrepublik Deutschland, tragen die Bundesbürger kräftig zum Energieproblem bei: Effizienterer Einsatz ist angesagt. Weltweit betrachtet ist der Einsatz von Energie der wichtigste Motor zur Entwicklung (Industrialisierung).

7.2. Angesichts der Bedeutung des Energieeinsatzes für die Menschheit sei daran erinnert: die Basis des Lebens auf der Erde ist die Sonne. Die Sonnen-Einstrahlung von 178.000 TWa/a (TWa/a = Tera-Watt-Jahr pro Jahr) ist sehr groß und dennoch relativ verdünnt mit durchschnittlich etwa 100 W/m² Erdoberfläche. Davon werden immerhin ca. 200 TWa/a in der Photosynthese (Brutto-Primärproduktion) in Kohlehydrate, genauer: Glukose, umgewandelt. Dieses Molekül, Glukose C₆H₁₂O₆, ist das am häufigsten synthetisierte Molekül auf der Erde. Es ist die Basis der Biomasse und unseres Daseins.

7.3. Die Primärenergieproduktion in der Welt betrug im Jahr 1990 etwa 12 TWa/a. Der weit überwiegende Teil davon, nämlich 85 %, ist fossilen Ursprungs. Dies ist der Grund für das "CO₂-Klimaänderungs-Problem", die größte Herausforderung für die Energieversorgung der Menschheit. Die Lösung dieses Problems erfordert Energieforschung bisher unbekannter Dimension.

7.4. Die thermodynamischen Grundlagen der Umwandlung von Energie-Arten sind die drei Hauptsätze der Thermodynamik. Eine bessere Beachtung der Entropie-Bilanzen in Forschung, Entwicklung und Anwendung (inklusive Kostenfindung) ist angeraten, weil lehrreich. So ist die Angabe, der Wirkungsgrad einer Ölheizung für Fußbodenheizung sei z.B. 90 % widerspruchsvoll, weil eigentlich "Energie-Umwandlungsmöglichkeit (Exergie)" verschleudert wird. Das bekannte Beispiel "Kraft-Wärme-Kopplung" steigert die Effizienz des Energieeinsatzes, weil die Entropieproduktion relativ preiswert klein gehalten wird.

7.5. Als neuartiges thermodynamisches Beurteilungskriterium bei Energie-Umwandlungen wird hier die "Kopplung" der Energie-Umwandlung, ausgedrückt durch den "Kopplungs-Koeffizienten K" vorgeschlagen. K ist ein Maß für eine Energie-Auswirkung eines Systems zur Energie-Umwandlung im Vergleich zur Energie-Einwirkung auf dieses System. Für Naßdampf gilt $K = 1$ bis 3, die Fusion auf der Sonne ist stark gekoppelt ($K = 6 \times 10^6$), dahingegen ist Photosynthese ganz schwach gekoppelt ($K = 10 \times 10^{-5}$).

7.6. Ein vereinfachtes "Zwei-Parameter-Modell" der Kostenstruktur zeigt den Zusammenhang der Kosten mit dem Wirkungsgrad und dem Kopplungs-Koeffizienten. Fortwährende Aufgabe der Energieforschung ist die Steigerung der Effizienz bei preiswerter Kostengestaltung.

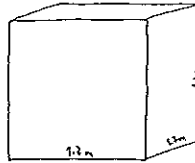
Energie : Basis modernen Lebens

BRD, 1992 Primärenergie-Verbrauch:

$$E_{\text{prim}} = 4,2 \frac{\text{t Öl-Äquiv.}}{\text{Person Jahr}} \cong 5 \text{ m}^3 \cong (1,7 \text{ m})^3$$

$$= 6,4 \frac{\text{t Kohle-Äquiv.}}{\text{Person Jahr}}$$

$$= 6,0 \frac{\text{kW Jahr}}{\text{Person Jahr}}$$



Kategorien:

Industrie	32 %	Prozess-Wärme / Kälte
Verkehr	28 %	Raum-Wärme / Kühle
Haushalt	25 %	Mechanische Energie
Kleinverbr.	16 %	Beleuchtung

1 t Öl-Äquivalent = 1,538 t Kohle-Äquivalent = 1,419 kW a

Bild 1-1

Energie als Wirtschaftsfaktor

1. Bruttonational-Produkt pro Person US\$ (93) / P.a

USA	23 120
J	28 220
BRD	23 030
W	5000

2. Primärenergie-Verbrauch pro Person töl-Äquiv / P.a

USA	7,69
J	3,62
BRD	4,2
W	1,5

3. CO₂ Emission pro Person t CO₂ / P.a

USA	20
J	7,5
BRD	12
W	4,8

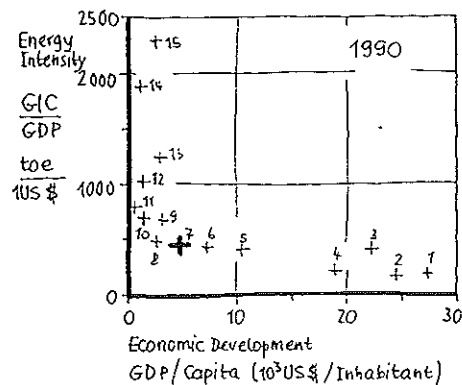
4. Energie-Importabhängigkeit in %

USA	15
J	83
BRD	52

lit.:
IKE-1995

Bild 1-2

Energy and Development



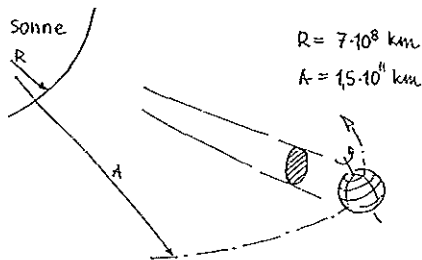
GIC Gross Inland Consumption
GDP Gross Domestic Product

- | | |
|-----------------------------|-------------------------------|
| 1 EFTA | 9 Latin America |
| 2 Japan | 10 Middle East |
| 3 USA | 11 North Africa |
| 4 EU-12 | 12 Other Asia |
| 5 Rest of OECD | 13 Other Africa |
| 6 Newly Industrializing Ec. | 14 Central and Eastern Europe |
| 7 World | 15 China |
| | 16 Former USSR |

lit.: EU-1993, p.23

Bild 1-3

Basis des Lebens: die Sonne



Fusion: $4p \rightarrow \alpha$

$T_{\text{Sonne, Oberf.}} = 5762$ K

$$I_s = \sigma T^4 = 6,25 \cdot 10^7 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$$

$\sigma = 5,67 \cdot 10^{-8} \text{ W/m}^2 \text{K}^4$ STEFAN-BOLTZMANN-Konstante

$$I_E = I_s \left(\frac{R}{A}\right)^2$$

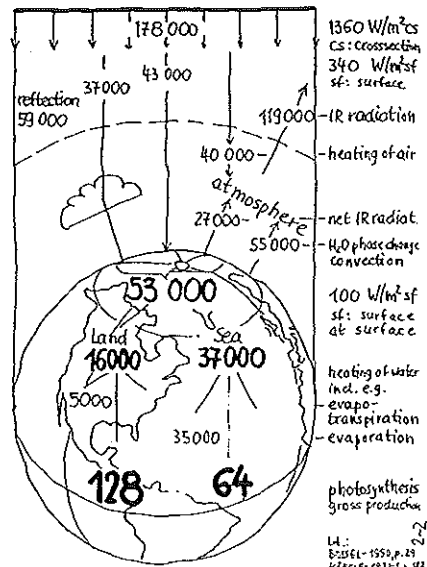
$$I_E = 1360 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} \quad (\text{m}^2 \text{ Einstrahlungsquerschnitt})$$

$$I_E^* = 340 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} \quad (\text{m}^2 \text{ Erdoberfläche})$$

$$P_E = 178\,000 \text{ TW}$$

Bild 2-1

Solar Energy, Global Balance

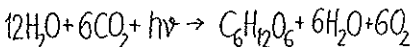


Unit TW/y

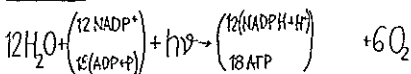
Bild 2-2

Photosynthesis

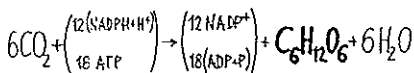
Total Reaction



Light Reaction



Dark Reaction



NADP⁺ Nicotinamid-Adenin-Dinucleotid-Phosphat

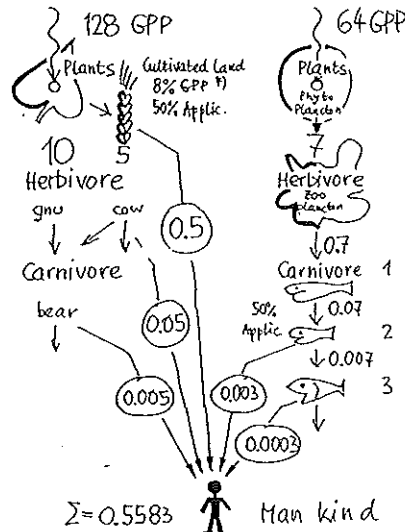
ADP Adenosin-Ni-Phosphat

ATP Adenosin-Pi-Phosphat

L4: HENNING-HERZ-1990, 40
VÖGEL-1990, 614, 5, 214

Bild 2-3

Levels Food Production Man kind



$$100 \text{ W/capita} \times 5.5 \cdot 10^9 \text{ capita} = 0.55 \text{ TW/y}$$

L4: BÖHLE-1990, 548, HENNING-HERZ-1990, 531 (4)

Bild 2-4

Energy Supply Chains & Nets

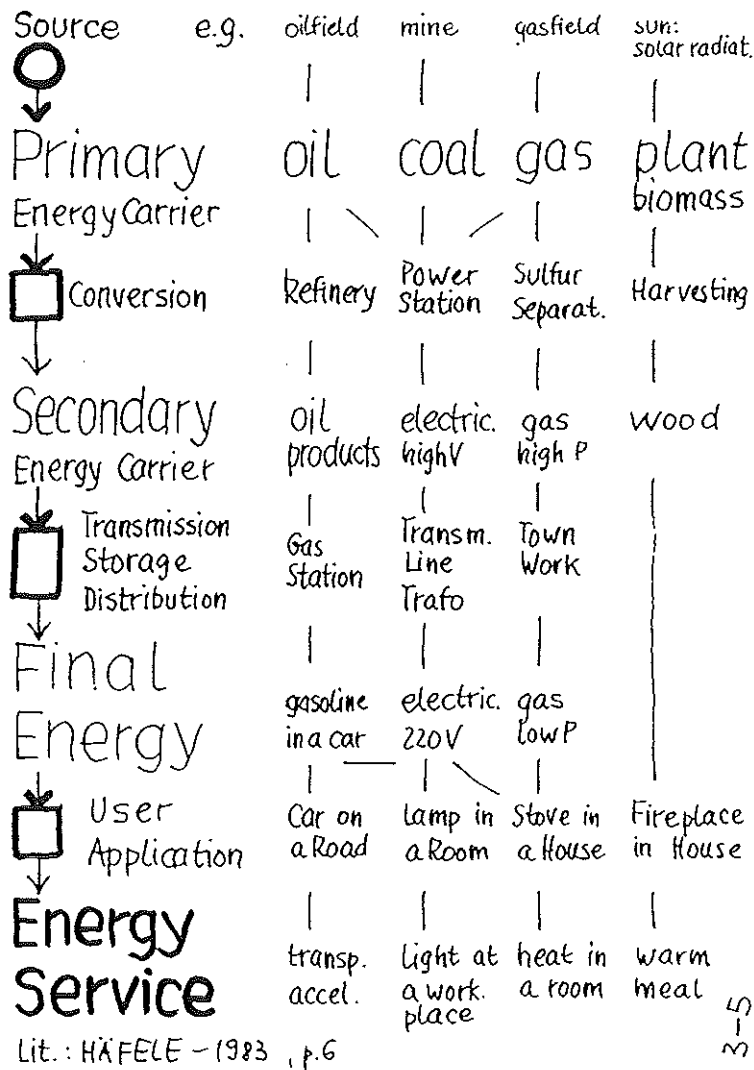


Bild 3-5

Umwandlung Energie-Arten

Es gelten die

3 Hauptsätze der Thermodynamik

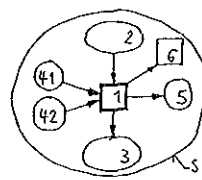
1. Hauptsatz: $dE = 0$ (1)

2. Hauptsatz: $dS > 0$ (2)

3. Hauptsatz: $T > 0$ (3)

Bild 4-1

Thermodynamischer Wandler Verallgemeinertes Modell Wärme- u. Stoffe-U.



$b = 1, 2, \dots, B$

1 Prozessbereich (stationär)

2 Kältereservoir hoher Temp.

3 Kältereservoir niedriger T.

41 Stoffreservoir hohen Potentials

42 Stoffreservoir niedriger Pot.

5 Stoffreservoir niedriger T.

6 Reservoir für Arbeit

$$dW_2 + dW_3 = dW_1 - \delta H d\mathbf{s} \quad \text{Energie-Bilanz}$$

$$d_f S = \frac{dW_2}{T_2} + \frac{dW_3}{T_3} + \delta S d\mathbf{s} > 0 \quad \text{Entropie-Bilanz}$$

$$dZ_1 = 0 \quad Z = n_1 U_1 S_1 \dots \quad \text{Stationarität}$$

$$dQ_b = \sum_{c \neq b} dQ_{bc} ; dQ_{cb} = -dQ_{bc} \quad \text{im Inneren v. S.}$$

$$dW_1 = dW_{1G} = -dW_{G1} ; W_{1G} = \sum_i L_{1G} dL_{1G}$$

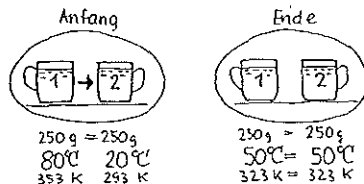
$$d_f S > 0 \quad ; \quad S_p = \int d_f S > 0 \quad \text{2. Hauptsatz}$$

$$\sigma = \frac{T_U S_p}{\text{Feed-Ein}} ; T_U : \text{Umgebungs-T}$$

$$\sigma : \text{Dissipation} = \text{mit Umgebungs-T multiplizierte Feed-Energie-spezifische Entropieproduktion} \quad \sigma > 0$$

Bild 4-2

1.+2. Hauptsatz: ein Beispiel Ausgleich unterschiedlicher Temperaturen



1. Energie-Bilanz $\Delta E_b = m_b C_b (T_{b, \text{Ende}} - T_{b, \text{Anfang}}) ; b=1, 2$

$$\left. \begin{aligned} \Delta E_1 &= 250 \text{ g} \cdot 4,2 \text{ J/K} \cdot (50 - 80) \text{ K} = -30.000 \text{ J} \\ \Delta E_2 &= 250 \text{ g} \cdot 4,2 \text{ J/K} \cdot (50 - 20) \text{ K} = +30.000 \text{ J} \end{aligned} \right\} \Delta E = \Delta E_1 + \Delta E_2 = 0$$

1. H.S. ($dE=0$) ist erfüllt

2. Entropie-Bilanz $\Delta S_b = m_b C_b \ln \frac{T_{b, \text{Ende}}}{T_{b, \text{Anfang}}} ; b=1, 2$

$$\Delta S_1 = 250 \text{ g} \cdot 4,2 \text{ J/K} \cdot \ln \frac{323}{353} = -88,8 \text{ J/K}$$

$$\Delta S_2 = 250 \text{ g} \cdot 4,2 \text{ J/K} \cdot \ln \frac{323}{293} = +97,5 \text{ J/K}$$

$$\Delta S = \Delta S_1 + \Delta S_2 = +8,7 \text{ J/K} > 0$$

2. H.S. ($dS > 0$) ist erfüllt

Erfahrung $\hat{=}$ Theoretische Beschreibung

Anmerkung: Energieverlust $E = T_{\text{U, eff}} \Delta S$

$$E/\Delta E = (323 - 293) / 30.000 = 0,004 = 0,4\%$$

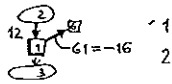
Bild 4-3

Umwandlung Wärme → Arbeit

Kraftwerk

$$Q_2 + Q_3 = W_1$$

$$S_p = \frac{Q_2}{T_2} + \frac{Q_3}{T_3} > 0$$



$$\frac{T_3 S_p}{Q_{12}} = \frac{T_2 - T_3}{T_2} - \frac{W_{61}}{Q_{12}} > 0$$

$$\eta \equiv \frac{W_{61}}{Q_{12}}$$

$$\eta_c \equiv \frac{T_2 - T_3}{T_2} \quad 'c': \text{CARNOT}$$

$$\sigma \equiv \frac{T_3 S_p}{Q_{12}} \quad \text{Dissipation}$$

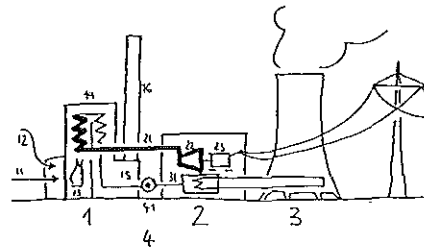
$$\sigma = \eta_c - \eta > 0$$

- σ Dissipation
 η_c Carnot-Wirkungsgrad
 η Wirkungsgrad
 T_2 K hohe Temperatur
 T_3 K niedrige Temperatur
 W_{61} U abgeführte Arbeitsleistung
 Q_{12} J/s zugeführte Wärme
 S_p J/Ks Entropieproduktion

Beispiel: Steinkohlen-Kraftwerk $\eta > 0,42$
 $T_2 = 400^\circ\text{C} = 673\text{ K}$; $T_3 = 15^\circ\text{C} = 288\text{ K}$
 $\eta_c = \frac{385\text{ K}}{673\text{ K}} = 0,57$
 $\sigma = 0,57 - 0,42 = 0,15$

Bild 4-4

Licht- & Kraft-Strom: Kraftwerk



1 Wärme-Produktion (Kessel)

- 11 Kohlezufuhr (Kohlewärme)
 12 Luftzufuhr
 13 Brenner
 14 Dampferkammer
 15 Abgasabführung
 16 Kessel

2 Arbeits-Erzeugung (Maschinenraum)

- 21 Hoßdampf-Zugturbinen
 22 Hoßdampf-Turbinen
 23 Generator mit Trafo
 24 Überland-Leitung

3 Abwärme - Abfuhr

- 31 Kondensator
 32 Kühlwasserlauf
 33 Kühlturm

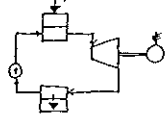
4 Druck - Erzeugung

- 41 Kessel - Speisepumpe

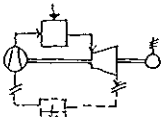
Bild 4-5

Kreisprozeß: Wärme → Arbeit

1 Prinzip Dampfturbinen-Prozeß RANKINE

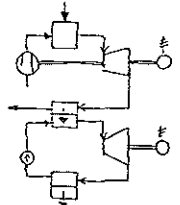


2 Prinzip Gasturbinen-Prozeß BRAYTON



offener Pr.

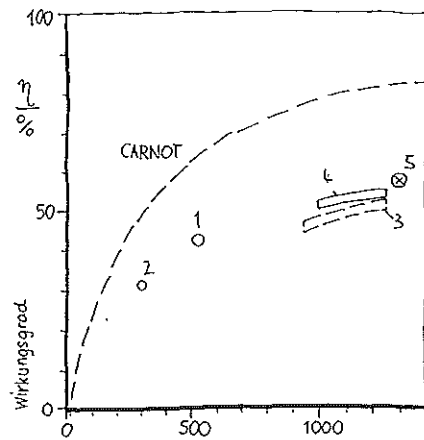
3 Prinzip GuD Gas- u. Dampfturbinen-Prozeß



4-6

Bild 4-6

Kraftwerk Typische Wirkungsgrade



Temperatur der Wärmeeinkopplung, max. T_{max}

- 1 Steinkohle Hoßdampfturbine
 2 LWR Naßdampfturbine
 3 GuD Druck-Kohlesaubfeuerung
 4 GuD Erdgas
 5 GuD Erdgas 20 Druck

Lit. Beurer-1993
 S. 126, Abb. 1
 Lit.: UN-PEW-1993, S. 93

Bild 4-7

Umwandlung Arbeit → Wärme

Wärmepumpe

$$Q_2 + Q_3 = W_1$$

$$S_P = \frac{Q_2}{T_2} + \frac{Q_3}{T_3} > 0$$



$$\frac{T_2}{T_2 - T_3} \frac{T_3 S_P}{W_1} = -\frac{Q_{11}}{W_1} + \frac{T_2}{T_2 - T_3} > 0$$

$$\lambda \equiv \frac{Q_{21}}{W_1}$$

$$\lambda_C = \frac{T_2}{T_2 - T_3} \quad 'C': \text{CARNOT}$$

$$\sigma \equiv \frac{T_3 S_P}{W_1}$$

$$\sigma = 1 - \frac{\lambda}{\lambda_C}$$

σ	1	Dissipation
λ	1	Leistungsfaktor
λ_C	1	CARNOT-Leistungsfaktor
T_2	K	Raumtemperatur
T_3	K	Umgebungstemperatur
Q_{21}	J/s	abgeführte Wärmeleistung
W_1	W	zugeführte Arbeitsleistung
S_P	J/Ks	Entropieproduktion

Beispiel: Wärmepumpe $\lambda = 4$
 $T_2 = 30^\circ\text{C} = 303\text{K}$, $T_3 = 5^\circ\text{C} = 278\text{K}$ $\lambda_C = \frac{303}{303-278} = 8,5$

$$\sigma = 1 - \frac{\lambda}{\lambda_C} = 1 - \frac{4}{8,5} = 0,65$$

Bild 4-8

Umwandlung 'Kälte' → Arbeit OTEC

Ocean Thermal Energy Converter

$$Q_2 + Q_3 = W_1$$

$$S_P = \frac{Q_2}{T_2} + \frac{Q_3}{T_3} > 0$$



$$\frac{T_2 S_P}{Q_3} = \frac{T_2 - T_3}{T_3} - \frac{W_1}{Q_{31}}$$

$$\eta_O \equiv \frac{W_1}{Q_{31}} \quad 'O': \text{OTEC}$$

$$\eta_{OC} \equiv \frac{T_2 - T_3}{T_3} \quad 'C': \text{CARNOT}$$

$$\sigma \equiv \frac{T_2 S_P}{Q_{31}}$$

$$\sigma = \eta_{OC} - \eta_O$$

σ	1	Dissipation
η_{OC}	1	CARNOT-OTEC-Wirkungsgrad
η_O	1	OTEC-Wirkungsgrad
T_2	K	Umgebungstemperatur
T_3	K	'Kälte'-Temperatur, z.B. Tiefseewasser
W_1	W	abgeführte Arbeitsleistung
Q_{31}	J/s	abgeführte 'Kälte'-leistung
S_P	J/Ks	Entropieproduktion

Beispiel: OTEC-Kraftwerk
 $T_2 = 15^\circ\text{C} = 288\text{K}$, $T_3 = 4^\circ\text{C} = 277\text{K}$ $\eta_{OC} = \frac{15}{277} = 0,04$

$$\eta = 0,02 \text{ ausgenutzter Wirkungsgrad}$$

$$\sigma = 0,04 - 0,02 = 0,02$$

Bild 4-10

Umwandlung Arbeit → Kälte

Kältemaschine

$$Q_2 + Q_3 = W_1$$

$$S_P = \frac{Q_2}{T_2} + \frac{Q_3}{T_3} > 0$$



$$\frac{T_3}{T_2 - T_3} \frac{T_2 S_P}{W_1} = -\frac{Q_{13}}{W_1} + \frac{T_3}{T_2 - T_3} > 0$$

$$\lambda \equiv \frac{Q_{13}}{W_1} \quad 'K': \text{Kälte}$$

$$\lambda_{KC} \equiv \frac{T_3}{T_2 - T_3} \quad 'C': \text{CARNOT}$$

$$\sigma \equiv \frac{T_2 S_P}{W_1}$$

$$\sigma = 1 - \frac{\lambda}{\lambda_{KC}}$$

σ	1	Dissipation
λ_K	1	Leistungsfaktor Kältemaschine
λ_{KC}	1	CARNOT-Leistungsfaktor Kältemaschine
T_2	K	Umgebungstemperatur
T_3	K	Kühltemperatur
Q_{13}	J/s	Kühlleistung (abgeführte Wärme)
W_1	W	zugeführte Leistung
S_P	J/Ks	Entropieproduktion

Beispiel: Kälteschrank $\lambda_K = 4$
 $T_2 = 7^\circ\text{C} = 280\text{K}$, $T_3 = -18^\circ\text{C} = 255\text{K}$ $\lambda_{KC} = \frac{280}{280-255} = 15,3$

$$\sigma = 1 - \frac{\lambda_K}{\lambda_{KC}} = 1 - \frac{4}{15,3} = 0,75$$

Bild 4-9

Umw. Wärme → Arbeit & Wärme

Kraft-Wärme-Kopplung

$$Q_2 + Q_3 + Q_4 = W_1$$

$$S_P = \frac{Q_2}{T_2} + \frac{Q_3}{T_3} + \frac{Q_4}{T_4} > 0$$



$$\frac{T_2 S_P}{Q_{12}} = \frac{T_2 - T_3}{T_3} - \frac{W_1}{Q_{12}} - \frac{T_3 - T_4}{T_4} \frac{Q_{31}}{Q_{12}} > 0$$

$$\eta \equiv \frac{W_1}{Q_{12}} \quad i \quad q \equiv \frac{Q_{31}}{Q_{12}} \quad 4,5$$

$$\eta_{C2} \equiv \frac{T_2 - T_3}{T_3} \quad i \quad \eta_{C3} \equiv \frac{T_3 - T_4}{T_4} \quad 6,7$$

$$\sigma \equiv \frac{T_2 S_P}{Q_{12}} \quad i \quad v \equiv \frac{Q_{31}}{Q_{12}} \quad 8,9$$

$$v = 1 - \eta - q$$

$$\sigma = \eta_{C2} - \eta - \eta_{C3} q > 0 \quad 11$$

σ	1	Dissipation
η_{C2}	1	CARNOT-Wirkungsgrad für T_2 : hohe Temperatur
η_{C3}	1	CARNOT-Wirkungsgrad für T_3 : Kälte-Temperatur
η	1	Wirkungsgrad
q	1	relative Kälteleistung
Q_{31}	J/s	abgeführte Kälteleistung
W_1	W	abgeführte Wärmeleistung
Q_{12}	J/s	abgeführte Wärmeleistung
Q_{12}	J/s	abgeführte Wärmeleistung

Beispiel: Heizkraftwerk $T_2 = 500^\circ\text{C}$, $T_3 = 20^\circ\text{C}$, $T_4 = 15^\circ\text{C}$, $\eta = 0,3$

$$\eta_{C2} = 0,6 \quad \eta_{C3} = 0,27 \quad q = 0,65 \quad v = 0,08$$

$$\sigma = 0,6 - 0,3 - 0,27 \cdot 0,65 = 0,125$$

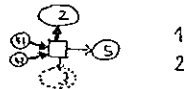
Bild 4-11

Umwandlg. Chem. En. → Wärme

Öl-Heizkessel

$$Q_2 + Q_3 + \Delta H_5 = 0$$

$$S_p = \frac{Q_2}{T_2} + \frac{Q_3}{T_3} + \Delta S_5 > 0$$



a) Vorübertragung $Q_2 = 0$
 $T_2 S_p = (-\Delta H + T_2 \Delta S)_5 > 0$; $\Delta H - T_2 \Delta S = -\Delta G$

b) Mit Abgasverlust $Q_3 \neq 0$
 $Q_{31} = a B_5$ ($b = -\Delta H_{ab}$) ; $Q_{21} = (1-a) B_5$

$$\frac{T_U S_p}{A(T)_5} = \frac{T_U}{T_2} + a \frac{B}{A_2} \frac{T_2 - T_3}{T_2}$$

$$\lambda \equiv \frac{Q_{21}}{B_5}$$

$$\sigma \equiv \frac{T_U S_p}{A(T)_5}$$

$$\sigma = \frac{T_U}{T_2} + a \frac{B}{A(T)_5} \frac{T_2 - T_U}{T_2}$$

- σ 1 Dissipation
 T_U K Raumtemperatur Heizkessel, z.B. bei 19°C
 T_2 K Umgebungstemperatur
 a 1 Abgasverlust
 B J/s Brennstoff
 $A(T)_5$ J/mK Affinität bei der Temp. T_2
 S mK/s Umsatzleistung (Öl-Verbrauch)
 Q_{21} J/s Heizleistung
 λ 1 Wirkungsgrad (in der üblichen Def.)

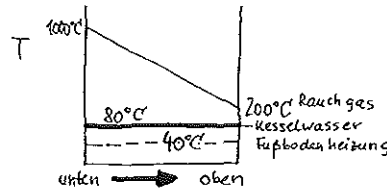
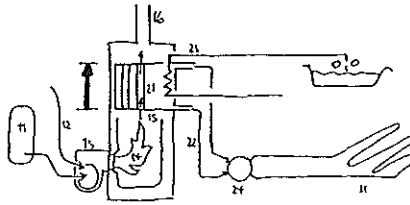
Beispiel: Ölheizung

a) Fußbodenheizung $a=0.1$; $T_U=19^\circ\text{C}$; $T_2=40^\circ\text{C}$; $\sigma=0.93$

b) Hoch-T. Heiz. $T_U=1200^\circ\text{C}$; $\sigma=0.18$

Bild 4-12

Raumwärme Ölheizung



Wärme-Prod.

- 11 Ölsäule
 12 Luftzufuhr
 13 Brenner
 14 Flamme
 15 Wärmeübertrager
 16 Kamin

Wärme-Übertr.

- 21 Heizrohrkessel
 22 Heizkreis
 23 Durchlauferhitzer
 24 Heizbatterie

Wärme-Nutzung

- 31 Fußboden-Heizung
 32 Bad

Bild 4-13

Umw. Chem. En. → Wärme max.

Chemische Wärmepumpe

$$Q_2 + Q_3 + \Delta H_5 = 0$$

$$S_p = \frac{Q_2}{T_2} + \frac{Q_3}{T_3} + \Delta S_5 > 0$$



$$\frac{T_3 S}{A(T)_5} = -\frac{Q_{21}}{A(T)_5} \frac{T_2 - T_3}{T_2} + 1 > 0$$

$$\lambda \equiv \frac{Q_{21}}{A(T)_5}$$

$$\lambda_C \equiv \frac{T_3}{T_2 - T_3}$$

$$\sigma \equiv \frac{T_3 S_p}{A(T)_5}$$

$$\sigma = 1 - \frac{\lambda}{\lambda_C}$$

- σ 1 Dissipation
 λ 1 Leistungsfaktor "Chem. Wärmepumpe"
 λ_C 1 Carnot-Leistungsfaktor
 T_2 K Heiztemperatur
 T_3 K Umgebungstemperatur
 Q_{21} J/s Heizleistung
 $A(T)_5$ J/mK Affinität bei T_3
 S_p mK/s Umsatzleistung (Öl-Verbrauch)
 S J/Ks Entropieproduktion

Beispiel: Chemische Wärmepumpe $\lambda = 6$ theoretisch (Erfindung)

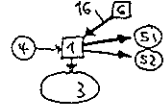
$T_2 = 40^\circ\text{C} = 313\text{K}$; $T_3 = 5^\circ\text{C} = 278\text{K}$; $\lambda_C = \frac{278}{313-278} = 0.5$

$$\sigma = 1 - \frac{\lambda}{\lambda_C} = 1 - \frac{6}{0.5} = 0.3$$

Bild 4-14

Umw. Elektrizität → Chem. Energie

Elektrolyse

$$S_p = \frac{Q_2}{T_2} + \frac{Q_3}{T_3} + \Delta S_S > 0$$


$$T_3 S_p = W_1 - \Delta H_S + T_3 \Delta S_S > 0 ; \Delta G = \Delta H - T_3 \Delta S = -A(T_3) \quad 3$$

$$\frac{T_3 S_p}{W_{16}} = 1 - \frac{\Delta G(T_3)}{W_{16}} > 0 \quad 4$$

$$\eta = \frac{\Delta G(T_3)}{W_{16}} \quad \eta^* = \frac{\Delta H_S}{W_{16}} \quad 5; 6$$

$$\sigma = \frac{T_3 S_p}{W_{16}} \quad 7$$

$$\sigma = 1 - \eta \quad 8$$

σ 1 Dissipation
 η 1 Wirkungsgrad (η^* : andere Def.)
 $\Delta G(T_3)$ J/mol Reaktionswert freie Enthalpie bei T_3
 S mol/s Umsatz
 W_{16} W zugeführte Leistung (Elektr.)
 T_3 K Umgebungstemperatur
 S_p J/K Entropieproduktion

4.1

Beispiel

Elektrolyse $H_2O_{liq} = H_2 + \frac{1}{2}O_2$

$$\Delta H_{liq} = +285 \frac{kJ}{mol} \quad \Delta G(T_3 = 25^\circ C) = +237 \frac{kJ}{mol}$$

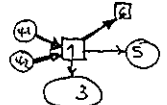
$$\eta = 0,88 \quad \text{Lit. BARTHELS - 1994, S.5, Bild 3}$$

$$\sigma = 1 - \eta = 0,12 \quad 4; 5$$

Bild 4-15

Umw. Chem. En. → Elektrizität

Brennstoff-Zelle

$$S_p = \frac{Q_2}{T_2} + \frac{Q_3}{T_3} + \Delta S_S > 0$$


$$T_3 S_p = W_1 - \Delta H_S + T_3 \Delta S_S > 0 ; \Delta G = \Delta H - T_3 \Delta S = -A(T_3) \quad 3$$

$$\frac{T_3 S_p}{A(T_3)} = -\frac{W_{61}}{A(T_3)} - 1 > 0 \quad 4$$

$$\eta = \frac{W_{61}}{A(T_3)} \quad ; \quad \eta^* = \frac{W_{61}}{B_S} \quad 5; 6$$

$$\sigma = \frac{T_3 S_p}{A(T_3)} \quad 7$$

$$\sigma = 1 - \eta \quad 8$$

σ 1 Dissipation
 η 1 Wirkungsgrad (η^* : andere Def.)
 $A(T_3)$ J/mol Affinität bei Temp. T_3
 S mol/s Umsatz
 W_{61} W Abgeführte Leistung (Elektr.)
 T_3 K Umgebungstemperatur
 S_p J/K Entropieproduktion

4.2

Beispiel

Brennstoffzelle $H_2 + \frac{1}{2}O_2 = H_2O_{liq}$

$$\Delta H_{liq} = -285 \frac{kJ}{mol} \quad \Delta G(T_3 = 25^\circ C) = -237 \frac{kJ}{mol} = -A(T_3)$$

$$\eta = 0,65 \quad \text{Lit. BARTHELS - 1994, S.5, Bild 3}$$

$$\sigma = 1 - \eta = 0,35 \quad 4; 5$$

Bild 4-16

Kopplung Energie-Umwandlung

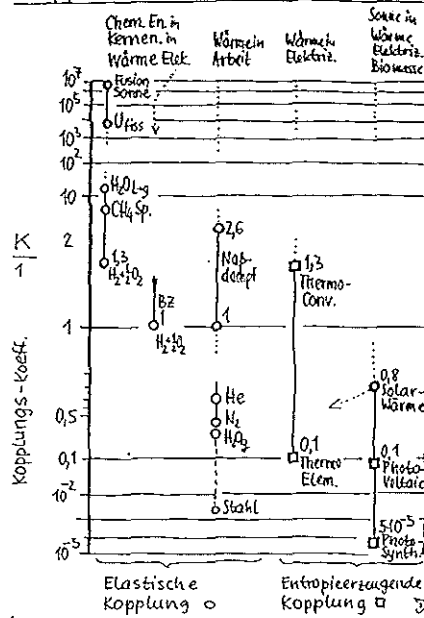
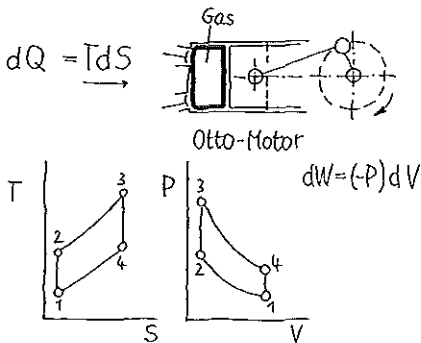


Bild 5-1

Kopplung Energie-Umwandlung

Das Prinzip



$$dE = TdS + (-P)dV$$

Temperatur-
Entropie-
Einwirkung

Druck-
Volumen-
Auswirkung

Bild 5-2

Kopplung Energie-Umwandlung

Energie arten Kopplungs-Prinzipien

1) Elastische Kopplung

$x dy$

$T dS$	Temperatur	Entropie	Wärme-Energie
$(-P) dV$	Druck	Volumen	Kompressions-E
$A d\xi$	Affinität	Umsatz	Chemische En.
$U dQ$	Spannung	Ladung	Elektr. Energie

2) Entropieerzeugende Kopplung

$x \dot{y}$

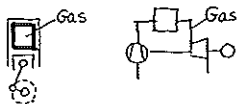
$\Delta T \dot{Q}_s$	Temp.-Diff.	Entropiefluß	Wärme-Energie
$U \dot{I}$	Spannung	Elektr. Strom	Elektr. Energie
$\bar{E} \dot{\Phi}$	Photonen-En.	Photonenfluß	Sonnen-Energie

Lit.: ZOB-1972, S.39, S.155 ; ENK-DUPPEL-1976, S.91, S.114

Bild 5-3

Kopplung Wärme → Arbeit

Kreisprozess, Arbeitsmittel: Gas 1v2



$$dE = TdS + (-P)dV$$

$$\Omega \equiv \left(\frac{dV}{dS} \right)_P = - \left(\frac{dT}{dP} \right)_S$$

$$\Delta \equiv \left(\frac{dV}{dP} \right)_T - \left(\frac{dV}{dP} \right)_S$$

$$K \equiv \Delta / \left(\frac{dV}{dP} \right)_S$$

$$K = \Omega^2 \frac{\left(\frac{dS}{dT} \right)_P}{\left(\frac{dV}{dP} \right)_S}$$

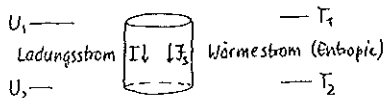
K	1	Kopplungs-Koeff.
Ω	1	Vergleichs-Faktor
$\frac{dS}{dT}$	$\frac{1}{T}$	Wärme-Leit.-Empfänglichkeit
$\frac{dV}{dP}$	$\frac{1}{P}$	Druck-Volumen-Empfänglichkeit
T	K	Temperatur
S	J/K	Entropie
P	Pa	Druck
V	m ³	Volumen

Lit.: JOB - 1992, S.22

Bild 5-4

Kopplung Wärme → Elektrizität

Thermoelektrizität 1v2



$$\dot{S}_p = UI + \Delta T \dot{S}_s \quad \text{"entropie-erzeugend"}$$

$$\Omega \equiv \left(\frac{dI}{dT} \right)_U = - \left(\frac{dU}{dT} \right)_I$$

$$\Delta \equiv \left(\frac{dI}{dT} \right)_U - \left(\frac{dI}{dT} \right)_I$$

$$K \equiv \Delta / \left(\frac{dI}{dT} \right)_I$$

$$K = \Omega^2 \frac{\left(\frac{dU}{dT} \right)_I}{\left(\frac{dI}{dT} \right)_I}$$

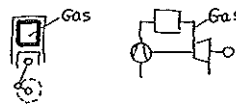
K	1	Kopplungs-Koeff.
Ω	1	Vergleichs-Faktor
$\frac{dU}{dT}$	$\frac{1}{T}$	Strom-Leit.-Empfänglichkeit
$\frac{dI}{dT}$	$\frac{1}{T}$	Wärme-Leit.-Empfänglichkeit
U	V	Spannung
I	A	Strom
T	K	Temperatur
S	J/K	Entropie

Lit.: JOB - 1992, S.159

Bild 5-6

Kopplung Wärme → Arbeit

Kreisprozess, Arbeitsmittel: Gas 2v2



$$K \equiv \frac{T_1 - T_2}{T_2} = \frac{Q_1 - Q_2}{Q_2}$$

$$\chi_{(u)} = - \left(\frac{1}{V} \frac{dV}{dT} \right)_S \quad ; \quad \chi_{(v)} = \left(\frac{1}{P} \frac{dP}{dT} \right)_S \quad 2,3;4,5$$

$$\alpha = \left(\frac{1}{V} \frac{dV}{dT} \right)_P$$

$$\Omega = \frac{\alpha T}{\chi_{(v)}}$$

$$K = \alpha^2 \frac{T}{\chi_{(v)} \chi_{(u)}}$$

$$K = K - 1 = \frac{2}{f} \quad \text{für Ideales Gas}$$

K	1	Kopplungs-Koeff.
χ	1	Bestandengröße $\chi = G/C$
f	1	Freiheitsgrad
α	1/K	Ausdehnungs-Koeff.
$\chi_{(u)}$	1/K	Kompressibilität, bei konst. Temp. (Entropie)
$\chi_{(v)}$	1/K	Kompressibilität, bei konst. Druck (Volumen)

Beispiele:

$$1) \text{ He: } f=3 \quad K=0,67$$

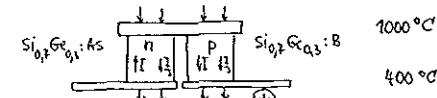
$$2) \text{ N}_2: f=5 \quad K=0,4$$

Lit. 28-1992, S.26

Bild 5-5

Kopplung Wärme → Elektrizität

Thermogenerator, PELTIER-Kühlelem. 2v2



Lit.: WINSTEL - 1993, S.115, 117, 119

$$\Omega = S \quad (\text{SEEBECK-Koeff.})$$

$$K = S^2 \frac{dI}{dT} = ZT \quad ; \quad Z = S^2 \frac{1}{\lambda}$$

K	1	Kopplungs-Koeff.
Ω	1/K	SEEBECK-Koeff.
λ	W/K	Elektrische Leitfähigkeit
T	K	Temperatur
Z	K ⁻¹	Effektivität

Beispiel: Si_{0,7}Ge_{0,3} / As u. / B Lit.: WINSTEL - 1993, S.15, 16, 3

$$K = \left((1,95) - (-0,42) \right)^2 \frac{1}{\lambda} \cdot \frac{1}{T} = 1,34$$

Thermo-Element (für Metalle)

$$\frac{\lambda}{\sigma} = \frac{1}{2} \frac{k^2}{e^2} T = LT \quad \text{WIEDENMANN-FRANZ}$$

$$L = 1,85 \cdot 10^{-8} \text{ V}^2/\text{K}^2 \quad \text{LORENTZ-Zahl}$$

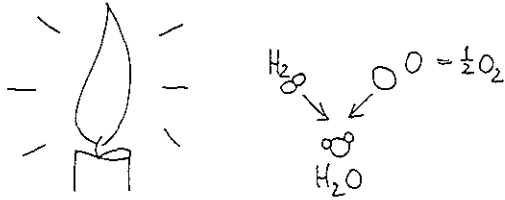
$$K = S^2 \frac{1}{L}$$

Beispiel: Konstanten - Eisen (Lorenz) Lit.: WINSTEL - 1993, S.14, 16, 2

$$K = \left((-0,11) - (-0,11) \right)^2 \frac{1}{L} = 0,1$$

Bild 5-7

Kopplung Chem.En. → Wärme

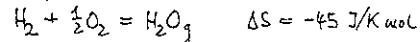


$$dE = TdS + (-A)d\xi$$

$$K = \Delta S^2 \frac{\Psi}{R C_{\xi}}$$

K	1	Kopplungs-Koeff.
ΔS	J/Kmol	Reaktions-Entropie
Ψ	1	Reaktivitäts (bezogen auf RT)
R	J/Kmol	Gaskonstante
C_{ξ}	J/Kmol	Wärmekapazität pro Formelumsatz bei konst. S
T	K	Temperatur
S	J/K	Entropie
A	J/mol	Affinität
ξ	mol	Umsatz

Beispiel:



$$\frac{1}{\Psi} = \frac{1}{r} - \frac{1}{2(1-r)} + \frac{1}{2} \frac{1}{1-r} \quad ; \quad \Psi = 0,21 \text{ bei } r=0,5$$

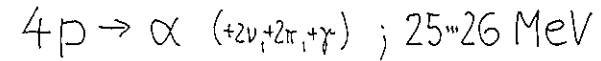
$$C_{\xi} = \sum \frac{n_k}{\xi} C_{p,k} = 39 \text{ J/Kmol bei } r=0,5$$

$$K = \left(-45 \frac{\text{J}}{\text{Kmol}} \right)^2 \frac{0,21}{8,32 \cdot 39 \left(\frac{\text{Kmol}}{\text{J}} \right)} = 1,3$$

Bild 5-8

Kopplung Kernenergie → Wärme

1. Fusion Sonne



$$T = 15 \cdot 10^6 \text{ K } (10^{11} \text{ bar}) \quad \text{Lit.: Herrmann-1972, S.106, 126}$$

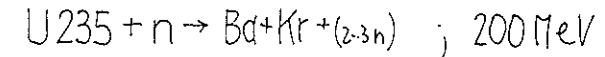
$$\Delta S = \frac{\Delta H}{T} = 1,67 \frac{\text{eV}}{\text{K}} = 1,6 \cdot 10^5 \frac{\text{J}}{\text{Kmol}}$$

$$\Psi = 0,15 \quad \text{für } r=0,5$$

$$C = 84 \text{ J/Kmol } (4-21)$$

$$K = \Delta S^2 \frac{\Psi}{R C} \approx 6 \cdot 10^6$$

2. Fission Uran



$$T = 10^{10} \text{ K (Supernovae) Lit. HERRMANN-1972, S.194}$$

$$\Delta S = \frac{\Delta H}{T} = 0,02 \frac{\text{eV}}{\text{K}} = 2 \cdot 10^3 \frac{\text{J}}{\text{Kmol}}$$

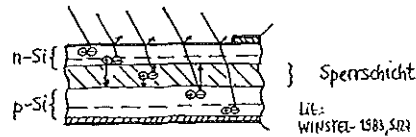
$$\Psi = 0,5$$

$$C = 28 \text{ J/Kmol (U235)}$$

$$K = \Delta S^2 \frac{\Psi}{R C} \approx 0,8 \cdot 10^4$$

Bild 5-9

Kopplung Sonne → Elektrizität Photo-Voltaic



$$S_p = \bar{E} \phi + UI \quad 1$$

$$\Omega \equiv \left(\frac{dI}{d\phi} \right)_U = - \left(\frac{d\bar{E}}{dU} \right)_\phi \quad 2$$

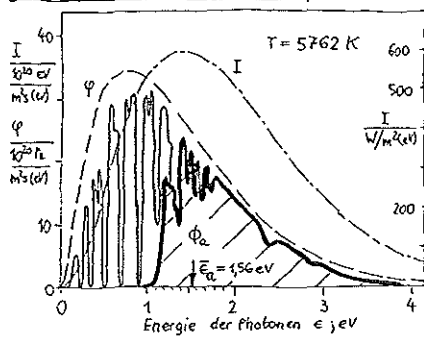
$$K \equiv \left(\left(\frac{dI}{dU} \right)_\phi - \left(\frac{d\bar{E}}{dU} \right)_\phi \right) / \left(\frac{d\bar{E}}{dU} \right)_\phi \quad 3$$

$$K = \Omega^2 \frac{\frac{d\phi}{d\bar{E}}}{\frac{dI}{dU}} \quad 4$$

K	1	Kopplungs-Koeff.
Ω	1	Vergleichs-Faktor
$\frac{d\phi}{d\bar{E}}$	$\frac{1}{\text{eV/m}}$	Photonen-Energie-Empfindlichkeit (Absorption)
$\frac{dI}{dU}$	$\frac{A}{V}$	Elektronen-Leitwert
\bar{E}	eV	Mittlere Energie der Photonen
ϕ	V/m^2	Photonen-Fluß
I	A	Elektronen-Strom
U	V	Spannung
S_p	W	Entropieproduktion

Bild 5-10

Kopplung Sonne → Elektrizität Absorption in x-Si 100 µm



$$\frac{d\phi}{d\bar{E}} \bigg|_{U,a} = \frac{a}{q} \frac{d\phi}{d\bar{E}} \bigg|_{U,Planck} \quad 1$$

$$\frac{d\phi}{d\bar{E}} \bigg|_{U,Planck} = \frac{\phi}{\bar{E}} = \frac{360 S_1 k^2}{\pi^5 c^2 h^3} T^2 = 11,8 \cdot 10^{20} \frac{\text{PK}^2}{\text{m}^2 \text{s} (\text{eV})} \quad 2$$

$$a = \phi_a / \phi_0 = 0,30 \quad \left. \begin{array}{l} \\ \end{array} \right\} \frac{a}{q} = 0,25 \quad 3$$

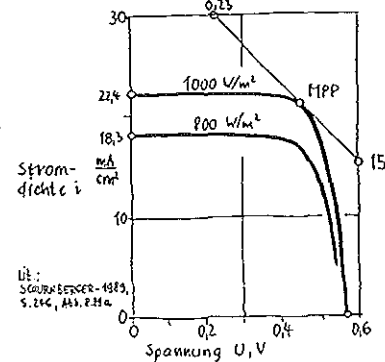
$$q = \bar{E}_a / \bar{E}_0 = 1,16 \quad 4$$

$$\frac{d\phi}{d\bar{E}} \bigg|_{U,a} = 3,0 \cdot 10^{21} \frac{\text{PK}^2}{\text{m}^2 \text{s} (\text{eV})} \quad 4$$

Lit.: BAUER-1979, S.105, Abb.5.1 (x-Si), S.306

Bild 5-11

Kopplung Sonne → Elektrizität Solargenerator



$$1. \Omega = \frac{dI}{d\phi} \bigg|_{U=0} = \frac{22 \cdot 10^{-3} \frac{\text{A}}{\text{cm}^2}}{200 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}} = 0,115 \frac{\text{A}}{\text{W}} \quad 1$$

$$2. \frac{d\phi}{dU} \bigg|_U = 3 \cdot 10^{21} \frac{\text{PK}^2}{\text{m}^2 \text{s} (\text{eV})} \quad 2$$

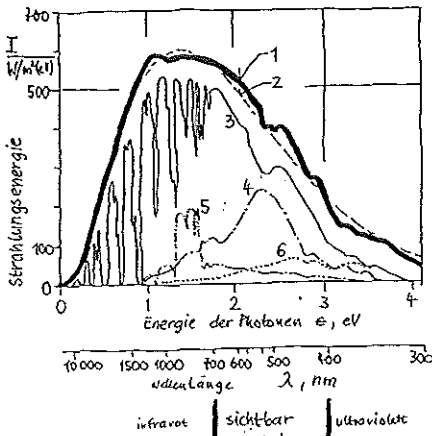
$$3. \frac{dI}{dU} \bigg|_U = \frac{dI}{dU} \bigg|_{MPP} = \frac{22-15}{0,5-0,45} \frac{\text{mA}}{\text{V}} = 405 \frac{\text{A}}{\text{V}} \quad 3$$

$$K = \Omega^2 \frac{\frac{d\phi}{d\bar{E}}}{\frac{dI}{dU}} = (0,115)^2 \frac{3 \cdot 10^{21} \frac{\text{PK}^2}{\text{m}^2 \text{s} (\text{eV})}}{405 \frac{\text{A}}{\text{V}}} \quad 4$$

$$K = 0,09$$

Bild 5-12

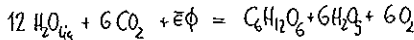
Sonne Strahlungsenergie



- 1 Extraterrestrisch
 - 2 Theorie Planck $T = 5762 \text{ K}$; $I(\epsilon, T)$
 - 3 Direkteinstr. in Meereshöhe
 - 4 unter Wolkendeckung
 - 5 im Vegetationsschatten
 - 6 diffuse Himmelsstrahlung.
- UL: HEINRICH-HERTZ-1950
S. 4

Bild 5-13

Kopplung Sonne → Biomasse Photosynthese



$$S_p = \bar{\epsilon} \phi + (-A) \bar{\epsilon}$$

$$R \equiv \frac{d\bar{\epsilon}}{d\phi} = -\frac{d(-A)}{d\phi}$$

$$K = R^2 \frac{\frac{d\phi}{d\bar{\epsilon}}}{\frac{d\bar{\epsilon}}{d(-A)}}$$

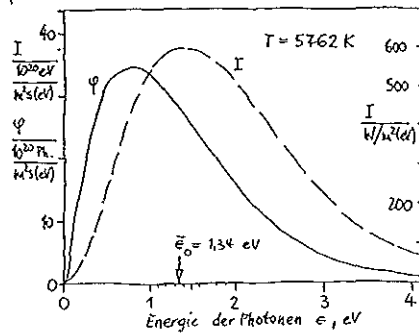
- K 1 Koppelungs-Koeff.
- R 1 Vergleichs-Faktor
- $\frac{d\phi}{d\bar{\epsilon}}$ Photonen-Energie-Empfänglichkeit (Absorption)
- $\frac{d\bar{\epsilon}}{d(-A)}$ Reaktivität
- $\bar{\epsilon}$ mittlere Energie der Photonen
- ϕ Photonen-Zahl
- A Aktivität
- $\bar{\epsilon}$ mol Umsatz

$$\frac{d\phi}{d\bar{\epsilon}} = \frac{d\phi}{d\bar{\epsilon}} \cdot \frac{d\bar{\epsilon}}{d(-A)} \cdot \frac{d(-A)}{d\phi}$$

$$\frac{d\bar{\epsilon}}{d(-A)} = \frac{\bar{\epsilon}}{R} \cdot \frac{d\bar{\epsilon}}{d\phi} = \frac{\bar{\epsilon}}{\phi}$$

Bild 5-15

Sonne, PLANCKsches Gesetz



$$\phi = \phi(\epsilon, T) = \frac{2\pi}{c^2 h^3} \frac{\epsilon^2}{e^{\frac{\epsilon}{kT}} - 1} \times \left(\frac{R}{\lambda}\right)^2$$

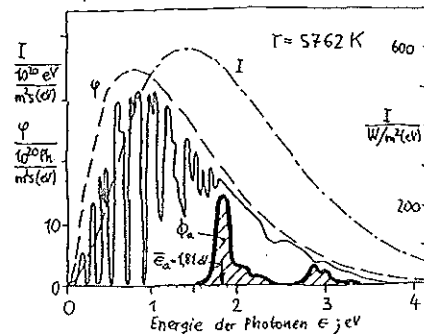
$$I = I(\epsilon, T) = \frac{2\pi}{c^2 h^3} \frac{\epsilon^3}{e^{\frac{\epsilon}{kT}} - 1} \times \left(\frac{R}{\lambda}\right)^2$$

Sonne Erde

$$\bar{\epsilon} = \frac{\int \epsilon \phi d\epsilon}{\int \phi d\epsilon} \quad \bar{\epsilon} = \frac{\int \epsilon I d\epsilon}{\int I d\epsilon}$$

Bild 5-14

Kopplung Sonne → Biomasse Absorption in Chlorophyll



$$\frac{a}{f} = \frac{d\phi}{d\bar{\epsilon}} = 0.06 \cdot \frac{d\phi}{d\bar{\epsilon}} \cdot \frac{d\bar{\epsilon}}{d(-A)} = 7 \cdot 10^{-10} \frac{\text{mol}}{\text{m}^2 \cdot \text{s}}$$

$$\bar{\epsilon} = 1000 \frac{\text{mol}}{\text{m}^2 \cdot \text{s}} \cdot \frac{10^{-10} \text{ mol}}{\text{m}^2 \cdot \text{s}} = 1 \cdot 10^{-7} \frac{\text{mol}}{\text{m}^2 \cdot \text{s}}$$

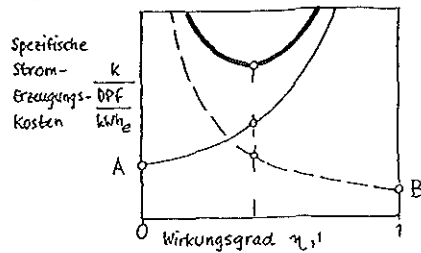
$$\phi = 0.1 \cdot \frac{d\bar{\epsilon}}{d(-A)} = 6.43 \cdot 10^{-10} \frac{\text{mol}}{\text{m}^2 \cdot \text{s}}$$

$$R = \frac{\bar{\epsilon}}{\phi} = \frac{1 \cdot 10^{-7} \text{ mol}}{6.43 \cdot 10^{-10} \text{ mol}} = 1.55 \cdot 10^2$$

$$K = (1.2 \cdot 10^{-10}) \cdot \frac{7 \cdot 10^{-10}}{6.43 \cdot 10^{-10}} = 5 \cdot 10^{-5}$$

Bild 5-16

Kosten und Wirkungsgrad



$$k(\eta) = k_B(\eta) + k_C(\eta) = \frac{B}{\eta} + \frac{A}{(1-\eta)^\alpha} \quad 1$$

$$I(\eta) = A \frac{1}{\alpha} P_c \frac{1}{(1-\eta)^\alpha} \quad ; \quad 1-\eta = \frac{P_{dis}}{P_{rad}} \quad 2,3$$

$$A; \alpha = f(K = \text{Kopplungs-Koeff.}) \quad 4$$

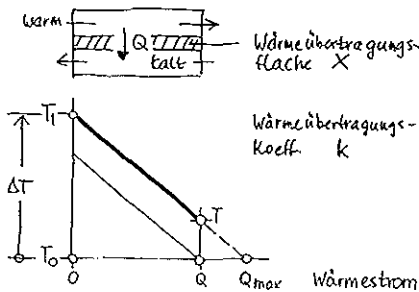
k	DPF/kWh	Spez. Gesamtkosten
k_B	-	- Brennstoffkosten
k_C	-	- Investitionskosten
η	-	Wirkungsgrad
B	DPF/kWh	Brennstoffkosten
A	-	Anfangswert der Investition (bei $\eta=0$)
α	-	Steigungswert der Investitionskosten
I	DPF/kWh	Spez. Investitionskosten
P_c	-	Elektr. Leistung (Produkt)
P_{dis}	-	Dissipations-Leistung
P_{rad}	-	Feed-Leistung (thermische Leistung)
K	-	Kopplungs-Koeffizient

1
0

Bild 6-1

Investkosten Anfang & Steigung

Beispiel : Wärme-Übertrager



$$\eta = \frac{Q}{Q_{max}} = \frac{T_1 - T}{T_1 - T_0} \quad 1$$

$$k_{inv}(\eta) = \frac{aI}{tQ} = \frac{A}{(1-\eta)^\alpha} \quad ; \quad I = pX \quad 2$$

$$A = \frac{a}{t} P \frac{1}{k \Delta T} \quad \text{Anfangs- wert} \quad 3$$

$$\alpha = 1 \quad \text{Steigungs- wert} \quad 4$$

Bild 6-2

Investkosten : A & α , Beispiel

Wärme-Übertrager, die Rechnung

$$H = H_{warm} = H_{kalt} \quad 1$$

$$Q = H(T_1 - T) \quad 2$$

$$Q_{max} = H(T_1 - T_0) = H \Delta T \quad ; \quad \Delta T = T_1 - T_0 \quad 3$$

$$Q = X K (T_1 - T_0) \quad 4$$

$$\eta = \frac{Q}{Q_{max}} \quad 5$$

$$\frac{\eta}{1-\eta} = \frac{(T_1 - T) / \Delta T}{\Delta T / (T_1 - T_0)} \quad 6$$

$$I = pX \quad 7$$

$$k_{inv} = \frac{aI}{tQ} = \frac{a}{t} P \frac{1}{K \Delta T} \quad 8$$

$$k_{inv}(\eta) = \frac{a}{t} P \frac{1}{K \Delta T} \frac{1}{1-\eta} \quad 9$$

$$k_{inv}(\eta) = \frac{a}{t} P \frac{1}{K \Delta T} \frac{1}{1-\eta} \quad 10$$

$$k_{inv}(\eta) = \frac{A}{(1-\eta)^\alpha} \quad 11$$

$$A = \frac{a}{t} P \frac{1}{K \Delta T} \quad 12$$

$$\alpha = 1 \quad 13$$

$$\alpha = 1 \quad 14$$

$$\alpha = 1 \quad 15$$

$$\alpha = 1 \quad 16$$

$$\alpha = 1 \quad 17$$

$$\alpha = 1 \quad 18$$

$$\alpha = 1 \quad 19$$

$$\alpha = 1 \quad 20$$

$$\alpha = 1 \quad 21$$

$$\alpha = 1 \quad 22$$

$$\alpha = 1 \quad 23$$

$$\alpha = 1 \quad 24$$

$$\alpha = 1 \quad 25$$

$$\alpha = 1 \quad 26$$

$$\alpha = 1 \quad 27$$

Fossil befeuerte Kraftwerke

Dr.-Ing. T. Hoffmann

Abteilung Kraftwirtschaft, erneuerbare Energien, Forschung, Umweltschutz

Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke - VDEW - e. V.

Stresemannallee 23

60596 Frankfurt am Main

1. Einleitung

Die große Bedeutung der fossil befeuerten Kraftwerke zeigt sich an einem Anteil von rund 60 % an der weltweiten Stromerzeugung. Hinzu kommen Schätzungen der Siemens AG, daß in den kommenden zehn Jahren rund 80 % der weltweiten Kraftwerksbauten zu den fossil befeuerten Kraftwerken gehören werden. Insgesamt dürfte dabei die Kohle - trotz aller Erfolge des Erdgases - der wichtigste Energieträger bleiben. Dies liegt sowohl an ihrer langen Reichweite, die z.B. bei Steinkohle ca. 200 Jahre und bei Erdgas ca. 70 Jahre beträgt, als auch an der Tatsache, daß die geographische Verteilung der Kohlelagerstätten für eine weltweite Ressourcenstreuung sorgt. Dies garantiert eine langfristige und krisensichere Verfügbarkeit.

In Deutschland werden derzeit rd. 55 % des Stromes aus Kohle erzeugt (**Bild 1**); 29 % aus Braunkohle und 26 % aus Steinkohle. Gas hat einen Anteil von etwa 5 %, der allerdings in den nächsten Jahren stark steigen dürfte. Damit ist die Kohle neben der Kernenergie, deren Anteil bei rd. 34 % liegt, der wichtigste Energieträger zur Stromerzeugung.

In diesem Beitrag werden zu Anfang die Technik und das Bauprinzip eines fossil befeuerten Dampfkraftwerks erläutert. Da über erdgasbefeuerte Gas- und Dampfturbinenkraftwerke (GuD-Kraftwerke) noch am späten Vormittag berichtet wird, gehe ich vor allem auf Kohle-Dampfkraftwerke ein. Anschließend wird der Kraftwerksprozeß auch von der theoretischen Seite betrachtet. Da es heute und zukünftig insbesondere darauf ankommt, die bei der fossilen Stromerzeugung unvermeidbaren Einflüsse auf Umwelt und Klima soweit wie möglich zu verringern, wird zum Abschluß erläutert, welche Möglichkeiten zur SO₂-, NO_x- und CO₂-Reduktion bestehen.

2. Technik und Bauprinzip eines fossil befeuerten Kraftwerkes

2.1 Überblick

Die meisten fossil befeuerten Kraftwerke sind Dampfkraftwerke. Sie wandeln die im Brennstoff chemisch gebundene Energie in Wärmeenergie und diese über Dampf und mechanische Bewegungsenergie in elektrische Energie um (**Bild 2**).

Im einzelnen sind folgende Vorgänge zu unterscheiden:

1. Im Dampferzeuger (Kraftwerkskessel) wird die speziell aufbereitete und zu Staub fein gemahlene Kohle unter Luftzufuhr verbrannt. Dabei entsteht Wärme (chemische Energie \rightarrow Wärmeenergie).
2. Der größte Teil dieser Wärme wird auf das Wasser übertragen, welches von einer Speisewasserpumpe in die Rohrleitungen des Dampferzeugers gepumpt wird.
3. Das (voll entsalzte) Wasser beginnt unter hohem Druck zu siedeln und verdampft schließlich im Rohrsystem (Wärmeenergie).
4. Der extrem überhitzte und unter hohem Druck stehende Dampf (Frischdampf) wird auf die Turbinenschaufeln geleitet und versetzt diese in eine Drehbewegung (Bewegungsenergie).
5. Durch den starr an die Turbinenwelle gekoppelten Generator wird die Drehbewegung in elektrische Energie umgewandelt (elektrische Energie).
6. Mittels Transformatoren wird die elektrische Energie "hochgespannt", bevor sie für Ferntransporte in das Stromverteilungsnetz eingespeist wird.
7. Im Kondensator muß der in der Turbine "abgearbeitete" Dampf zu Wasser kondensiert werden, bevor er dem Dampferzeuger wieder zugeführt werden kann (Wasser-Dampf-Kreislauf).
8. Zur Aufnahme der Kondensationswärme des Dampfes dient ein separater Kühlkreislauf.
9. Die bei der Verbrennung der Energieträger im Dampferzeuger entstehenden Rauchgase werden gereinigt und in der Regel über einen Schornstein oder den Kühlturm an die Umgebung abgegeben.

2.2 Brennstoffe und Brennstoffaufbereitung

In einem modernen Steinkohle-Dampfkraftwerk mit 550 MW elektrischer Leistung (z.B. Kraftwerke Staudinger V und Rostock) werden bei 24-stündigem Betrieb täglich ca. 3.800 t Steinkohle eingesetzt. Dies sind pro Stunde mehr als sechs Güterwagen zu jeweils 25 t.

Kohlekraftwerke stehen oftmals in unmittelbarer Nähe der Kohlevorkommen. Dies trifft vor allem bei Braunkohle zu. Steinkohle hat einen auf die Masse bezogenen höheren Energieinhalt (Heizwert) und kann daher auch wirtschaftlich über weite Entfernungen transportiert werden.

Steinkohle wird per Schiff oder Bahn in einer schüttgerechten Körnung von ca. 30 mm Durchmesser angeliefert und in Kohlemühlen zu Kohlenstaub zermahlen. Braunkohle wird mit Brechern und Hammermühlen in faustgroße Teile zerkleinert und über Förderbänder in den Kesselbunker transportiert. Bevor sie in die Kohlemühle gelangt, wird sie - da sie einen höheren Wasseranteil als Steinkohle besitzt - mit heißen Rauchgasen getrocknet. Das Einblasen des Kohlenstaubs in den Feuerraum des Dampferzeugers erfolgt durch spezielle Brenner unter genau dosierter Luftzufuhr.

2.3 Dampferzeuger

Der Dampferzeuger, der bei großen Kohlekraftwerken über 100 m hoch ist, setzt sich, vereinfacht gesprochen, im wesentlichen aus dem Feuerraum und dem Wärmetauschersystem zusammen. Das Wärmetauschersystem besteht aus kilometerlangen - von speziell aufbereitetem, voll entsalztem Wasser durchflossenen - Rohrleitungen. Im Dampferzeuger eines 600 MW Braunkohlekraftwerks befinden sich beispielsweise rd. 850 km Rohr, was etwa der Strecke von Hamburg nach München entspricht.

Die chemisch gebundene Energie des Energieträgers wird im Dampferzeuger durch Verbrennung in Wärmeenergie umgewandelt. Die Brennstoffe werden hierzu in den Feuerraum des Dampferzeugers eingeblasen und unter Luftzufuhr verbrannt. Die Verbrennungstemperaturen liegen bei weit über 1.000 °C.

Der entstehende Flammenwirbel erhitzt die Rohrleitungen, wobei die Wärmeenergie auf das Wasser übertragen wird. Das Rohrsystem im Dampferzeuger ist dabei so aufgebaut, daß ein möglichst optimaler Wärmeübergang von den Rauchgasen auf das Wasser bzw. den Dampf erfolgen kann.

Den verschiedenen Temperaturzonen im Dampferzeuger sind bestimmte Rohrleitungssysteme zugeordnet (Bild 3). Am Ende der Heizfläche, wo die Temperatur am geringsten ist, wird das ca. 35 °C warme Speisewasser weiter erwärmt. Im Strahlungsteil des Dampferzeugers, dem Verdampfer, erfolgt dann der Übergang von Wasser zu Dampf. Im Überhitzer wird der Dampf bei einem Druck von 180 bis 250 bar auf eine Temperatur in der Größenordnung von 540 °C

erhitzt. Im Zwischenüberhitzer kann dem Dampf nach Durchströmen des Hochdruckteils der Turbine nochmals Wärmeenergie zugeführt werden.

2.4 Turbine

Die Turbine, die aus Lauf- und Leiträdern besteht, setzt im Dampf enthaltenen Wärmeenergie in Drehbewegungsenergie um.

Auf der Welle sind drehbare Laufräder angeordnet. Zwischen jeweils zwei Laufrädern befindet sich ein feststehendes Leiträd. Die Leiträder leiten den Dampf unter dem günstigsten Winkel auf die Laufräder. Der Dampf wird beim Durchströmen der Turbine an den etwas gekrümmten Schaufeln der Laufräder umgelenkt und übt dabei eine Kraft aus, die die Laufräder und damit die Welle in Bewegung setzt. Bei 3000 Umdrehungen pro Minute können dabei die äußeren Schaufelspitzen die Geschwindigkeit eines Düsenflugzeugs erreichen.

Beim Durchströmen der Turbine entspannt sich der Dampf, d.h. Druck und Temperatur nehmen ab, das Volumen des Dampfes aber nimmt zu. Die Schaufeln der Leit- und Laufräder werden deshalb entlang des Strömungsweges zum Ausgang der Turbine hin immer größer.

Die Turbinen, die ein hohes Druckgefälle verarbeiten, benötigen eine große Anzahl von Stufen, d.h. von Funktionsabschnitten hintereinander angeordneter Leit- und Laufräder (**Bild 4**). Man unterteilt die Turbine daher in mehrere, meist drei Gehäuseteile:

- den Hochdruck-(HD)Teil
- den Mitteldruck-(MD)Teil
- den Niederdruck-(ND)Teil

Nach dem Austritt des Dampfes aus dem Hochdruckteil kann dieser, bevor er die nächste Turbinenstufen durchströmt, mit Hilfe eines Zwischenüberhitzers etwa auf seine ursprüngliche Temperatur wieder aufgeheizt werden; eine Druckerhöhung findet allerdings nicht statt. Hierzu wird der Dampf nochmals in den Dampferzeuger zurückgeleitet, bevor er den Mittel- und Niederdruckteil der Turbine durchströmt. Diese Methode trägt insbesondere dazu bei, den Wirkungsgrad des Kraftwerks zu steigern.

Der Verlauf des Dampfdruckes in einer Turbine vom Ausgang des Dampferzeugers bis zum Kondensator zeigt das Beispiel in **Bild 5**. Der leichte Druckabfall von Punkt 1 nach Punkt 2 wird durch Reibungsverluste in den Rohrleitungen vom Dampferzeuger zum Hochdruckteil hervorgerufen. Im HD-Teil selbst wird der Druck von etwa 140 bar (Punkt 2) auf etwa 35 bar

(Punkt 3) abgebaut. Anschließend wird der Dampf zwischenüberhitzt, wobei durch Reibungsverluste in den Rohrleitungen nochmals ein Druckverlust von etwa 4 bar (Punkt 3 nach 4) entsteht. In der Mitteldruckturbine nimmt der Druck von etwa 31 bar auf 9 bar ab (Punkt 4 nach 5) und gelangt zum Niederdruckteil (Punkt 6). Dort entspannt sich der Dampf auf einen Druck von etwa 0,05 bar (Punkt 7) am Kondensatoreingang.

2.5 Wasser-Dampf-Keislauf und Kondensator

Wenn der entspannte Dampf die letzte Turbinenschaufel verlassen hat, besitzt er - wie das Wort "entspannt" ausdrückt - nur noch wenig Druck, nämlich nur rund 0,03 bis 0,05 bar (d.h. fast Vakuum) und ist nur noch etwa 35 °C warm. Dennoch ist in ihm noch viel Wärmeenergie enthalten, die ihm im Kondensator entzogen wird. Dabei kondensiert der Dampf zu Wasser, welches - nach Aufbereitung - wieder dem Dampferzeuger zugeführt werden kann. So betrachtet schließt sich damit der Wasserdampfkreislauf als Teilsystem des Kraftwerksprozesses.

Würde der entspannte Dampf nach dem Verlassen der Turbine einfach nach außen abgeleitet werden, müßten bei einem Kraftwerk mit etwa 600 MW elektrischer Leistung stündlich fast 2000 t gereinigtes Speisewasser ersetzt werden. Weiterhin müßte das riesige Dampfvolumen von der Umgebung aufgenommen werden.

Der Kondensator ist die Schnittstelle zwischen dem geschlossenen Wasser-Dampf-Kreislauf (in dem Wasser als Arbeitsmittel dient) und dem Kühlkreislauf (in dem Wasser als Kühlmittel dient).

Durch den Kondensator, der ein umfangreiches Rohrsystem enthält, das aus vielen tausend, etwa zwei cm dicken Rohren besteht, wird Kühlwasser gepumpt. An der Außenseite der Rohre kondensiert der Dampf und gibt dabei die Kondensationswärme an das Kühlwasser ab. Das kondensierte Wasser (Kondensat) wird gereinigt und als Speisewasser in den Dampferzeuger zurückgepumpt.

Infolge des Kondensierens entsteht im Kondensator Unterdruck, der den Dampf sozusagen durch die Turbine "saugt". Da der Wirkungsgrad des Kraftwerkes insbesondere auch von der Temperatur im Kondensator abhängt, sollte diese möglichst gering gehalten werden. Die besten Wirkungsgrade erzielen jene Kraftwerke, die an Flüssen oder anderen Gewässern errichtet werden und deren Wasser zur Kühlung genutzt werden kann. Ansonsten muß das Kühlwasser mit Luft gekühlt werden, die im Tagesmittel - außer an Frosttagen - immer wärmer als Wasser ist und die Wärme etwas schlechter aufnimmt.

2.6 Kühlung, Kühlverfahren, Kühltürme

Die Kühlwassermenge für eine Wärmekraftwerk ist beträchtlich. Stündlich werden z.B. für ein Braunkohlekraftwerk mit 600 MW elektrischer Leistung etwa 75.000 m³ Wasser benötigt. Dies entspricht der Füllmenge eines Aushubes von 300 m Länge, 25 m Breite und 10 m Tiefe.

In der Praxis kommen drei Arten von Kühlverfahren zur Anwendung (**Bild 6**)

- die Durchlaufkühlung
- die Ablaufkühlung
- die Kreislaufkühlung.

Bei der Durchlaufkühlung wird einem großen Fluß oder einem See ständig Frischwasser entnommen, durch den Kondensator des Kraftwerks geleitet und schließlich, um bis zu etwa 3 bis 5 °C erwärmt, wieder zurückgeleitet. Dieses Verfahren kommt ohne Kühlturm aus, erfordert deshalb die geringsten Investitionskosten und erzielt für den Anlagenbetrieb den besten Wirkungsgrad aller Verfahren. Es benötigt aber große Frischwassermengen, die nur innerhalb ökologischer Grenzen entnommen werden können. Eine Regelung der Länderarbeitsgemeinschaft Wasser (LAWA) gibt vor, daß die Erwärmung des Flußwassers den Sollwert von 25 bzw. 28 °C (sommerkühle bzw. sommerwarme Fließgewässer) nicht überschreiten darf.

Bei der Ablaufkühlung besteht der Unterschied zur Durchlaufkühlung darin, daß das erwärmte Kühlwasser zuerst einen Kühlturm durchläuft. Nach der Abkühlung, deren Betrag von der Kühlturmauslegung und dem Außenluft-Zustand abhängt, wird das Wasser wieder dem Vorfluter und dem Fluß zugeleitet. Durchlaufkühlung und Ablaufkühlung werden auch als Frischwasserkühlung bezeichnet.

Bei dem auch als Rücklaufkühlung bezeichneten Kreislaufkühlungsverfahren wird das im Kondensator erwärmte Wasser in einem Kühlturm rückgekühlt und dem Kondensator wieder zugeleitet. Bei diesem Prinzip des weitgehend geschlossenen Kreislaufes müssen nur die Verdunstungsverluste von ca. 5 % über den Kühlturm ausgeglichen werden. Ein bestimmter Austausch an Kühlwasser ist ebenfalls zur Verhinderung von hohen Salzkonzentrationen im Kühlsystem erforderlich.

Bei den Kühltürmen werden ebenfalls drei verschiedene Funktionsarten unterschieden:

- der Trockenkühltürme,
- der Naßkühlturm,
- der Hybridkühlturm.

Bei Trockenkühltürmen wird das Wasser im geschlossenen Rohrsystem durch den kalten Luftstrom abgekühlt. Bei Naßkühltürmen wird die Abwärme aus dem Kraftwerkskondensator durch Verrieseln von Wasser an die Luft abgegeben, wobei ein kleiner Teil dieses Wasser verdunstet. Bei Hybridkühltürmen werden beide Verfahren miteinander kombiniert. Die Investitionskosten und der Wartungsaufwand sind bei Hybrid- und Trockenkühltürmen von den drei genannten Bauformen am höchsten. Der Wirkungsgrad des Kraftwerks wird, verglichen mit den üblichen Naßkühltürmen, um 1 bis 2 %-Punkte beeinträchtigt. Dafür wird weniger bzw. kein Kühlwasser benötigt, und es bilden sich keine weißen Kühlturmfahnen.

Die gebräuchlichste Kühlturmform (**Bild 7**), der Naturzug-Naßkühlturm, besteht aus einer Betonschale, die sich in der Mitte verjüngt und oftmals eine Höhe von mehr als 100 m erreicht. In ihm wird das Wasser, das die Abwärme des Kraftwerks aufgenommen hat, verrieselt und dabei abgekühlt. Aufgrund seiner Form und Höhe sowie des wärmebedingten Auftriebs steigt die Luft im Kühlturm von unten nach oben - einem Sog im Kamin vergleichbar - von selbst empor. Das erwärmte Kühlwasser, das vom Kondensator kommt, wird zwischen 10 bis 20 m Höhe durch ein Plattensystem (Rieseleinbauten) - vergleichbar einer Dusche - nach unten gegen die aufsteigende Luftströmung versprüht. Dabei verdunstet ein kleiner Teil und entweicht als Dampf in die Atmosphäre. Tropfenabscheider im Kühlturm verhindern, daß die nach oben steigende Kühlturmfahne, die aus Luft und Wasserdampf besteht, noch Wasser in Tropfenform enthält. Das übrige Kühlwasser wird im Kühlturmbecken (Kühlturmtasse) aufgefangen. Von dort kann es entweder in den Vorfluter zurückgeleitet oder von neuem in den Kühlkreislauf eingespeist werden.

3. Theoretische Grundlagen des Kraftwerksprozesses

3.1 Physikalische Grundlagen

Das Arbeitsmedium im Dampfkraftwerk ist Wasser. Es kommt in der Natur in fester, flüssiger und dampfförmiger Form vor. Jedem dieser drei Zustände ist ein bestimmter Druck- und Temperaturbereich zugeordnet.

Unter normalem Luftdruck von etwa 1 bar liegt der Bereich der festen Phase zwischen den Temperaturen 0 K (ungefähr -273 °C) und 273 K (0 °C), der Bereich der Flüssigkeit zwischen 273 K (0 °C) und 373 K (100 °C), der Bereich des Dampfes oberhalb von 373 K (100 °C).

Führt man dem Eis Wärme zu, steigt seine Temperatur bis auf 273 K an (**Bild 8**). Trotz weiterer Wärmezufuhr erhöht sich nun die Temperatur nicht mehr, stattdessen geht das Wasser von der festen in die flüssige Form über, d.h. das Eis schmilzt. Die dazu notwendige Wärmemenge heißt Schmelzwärme.

Erst wenn das gesamte Eis geschmolzen ist, erhöht sich bei weiterer Wärmezufuhr die Temperatur der Flüssigkeit bis auf 373 K. Bei 373 K verdampft das Wasser. Dazu ist wiederum Wärme notwendig (Verdampfungswärme). Die Temperatur steigt während des Verdampfens nicht mehr an. Erst wenn die gesamte Flüssigkeit verdampft ist, erhöht sich bei weiterer Wärmezufuhr auch die Temperatur des Dampfes.

Dieser Vorgang läßt sich auch in einem Temperatur-Entropie-Diagramm (T/s-Diagramm) darstellen. Da für technische Anwendungen nur der flüssige und dampfförmige Bereich interessant ist, werden in diesem Diagramm nur diese beiden Bereiche abgebildet (**Bild 9**). Der Wert "x" im Diagramm gibt den Anteil des Dampfes im Flüssigkeits-/Dampf-Gemisch an. Bei $x = 0$ (linke Grenzkurve) und links davon ist der Dampfanteil 0. Rechts der Linie wird ein zunehmender Anteil dampfförmig. Dieses Gebiet heißt Naßdampfgebiet. Bei $x = 1$ (rechte Grenzkurve) ist das Wasser vollständig verdampft (Sattdampf). Wird diesem gesättigten Dampf weiter Wärme zugeführt, erhält man überhitzten Dampf mit steigender Temperatur.

Die linke und rechte Grenzkurve treffen sich in einem Punkt, dem sogenannten "kritischen Punkt". Diesem Punkt sind die "kritische" Temperatur $T_k = 647 \text{ K}$ (ca. 347 °C) und der "kritische" Druck P_k (ca. 220 bar) zugeordnet. Erhitzt man Wasser mit einem Druck von über 220 bar auf Temperaturen von über 647 K, ist eine Trennung zwischen Flüssigkeit und Dampf nicht mehr möglich.

3.2 Der erste und zweite Hauptsatz der Thermodynamik

Die Energieumwandlung in einem Dampfkraftwerk unterliegt bestimmten physikalischen Gesetzmäßigkeiten, die u.a. im ersten und zweiten Hauptsatz der Thermodynamik zusammengefaßt sind.

Der erste Hauptsatz folgt dem Prinzip der Energieerhaltung. Er besagt, daß die einem System zugeführte Wärmemenge sich restlos in der Erhöhung seiner "inneren Energie" und in der von dem System geleisteten Arbeit wiederfindet. Die Tatsache, daß Wärme nicht verloren gehen kann, könnte somit zu der Annahme verleiten, daß es möglich sei, etwa einen vorgegebenen Betrag an Wärme vollständig in mechanische oder gleichwertige Energie umzusetzen.

Der zweite Hauptsatz der Thermodynamik legt die "Richtung" bei der Umwandlung von Wärme in Arbeit fest. Die Wärme fließt nur von einem wärmeren zu einem kälteren Körper und nie umgekehrt. Max Planck hat dies so formuliert: "Es ist unmöglich, eine periodisch wirkende, arbeitsleistende Kältemaschine (Perpetuum mobile zweiter Art) zu bauen." Für diese Eigenschaft der Wärme fand Clausius eine physikalische Größe, genannt Entropie (Formelzeichen s). Sie macht zwar eine einfache mathematische Beschreibung von thermodynamischen Prozessen möglich, läßt sich aber nur schwer veranschaulichen. Ganze Generationen von Physikern, Ingenieuren und Technikern plagen sich deshalb mit diesem Begriff ab. Entropie kann man noch am ehesten als ein Maß der Unordnung eines Systems beschreiben. Je höher die Entropie eines Systems, um so weniger Arbeit kann es leisten. Nach Clausius lautet der zweite Hauptsatz so: "Die Entropie eines abgeschlossenen Systems von Körpern, die miteinander in Wechselwirkung stehen, kann nur zunehmen, niemals abnehmen."

In der technischen Sprache wird der komplizierte physikalische Zusammenhang einfacher formuliert. Beim Wärmeinhalt (innere Energie) eines Stoffes unterscheidet man Exergie und Anergie. Exergie kann in mechanische (und dadurch elektrische) Energie umgewandelt werden. Anergie ist der arbeitunfähige Wärmerest. So ist die Exergie eines überhitzten Hochdruckdampfes hoch, da dieser in einer Turbine entspannt werden und so Strom erzeugen kann. Hingegen ist die Exergie des Kühlwassers niedrig.

Der zweite Hauptsatz der Thermodynamik schränkt somit die Aussage des ersten Hauptsatzes ein und besagt, daß die Umwandlung von Wärme in mechanische Arbeit nur erfolgen kann, wenn ein Temperaturgefälle von warm nach kalt vorhanden ist.

3.3 Der Wasser-Dampf-Kreislauf

Im Dampferzeuger wird die chemische Energie des Brenn-stoffes durch Verbrennung in Wärmeenergie umgewandelt. Die Wärme überträgt sich auf die Rohrleitungen des Dampferzeugers, durch die das Arbeitsmittel Wasser fließt. Das Wasser erwärmt sich, beginnend bei Umgebungstemperatur und verdampft.

Im T-s-Diagramm entspricht die Erwärmung des Wassers dem Linienzug von Punkt 1 nach Punkt 2, die Verdampfung dem Linienzug von Punkt 2 nach Punkt 3. Um möglichst viel Wärme pro Wasserrundlauf in mechanische Arbeit umwandeln zu können, wird der Dampf überhitzt (Linienzug von Punkt 3 nach Punkt 4) (**Bild 10**). Die im Bild gezeigte Kurve gilt für einen Druck von $p = 1 \text{ bar}$.

Im dargestellten T-s-Diagramm lassen sich die zugeführte Wärme und die gewinnbare mechanische Arbeit direkt als Fläche ablesen und darauf aufbauend der Wirkungsgrad berechnen. In diesem Beispiel entspricht die zugeführte Wärme der gesamten Fläche unter dem Linienzug 1 - 2 - 3 - 4. Die gewinnbare mechanische Arbeit spiegelt der obere, schraffierte Teil dieser Fläche wieder. Vergleicht man beide Flächen miteinander, so ist zu erkennen, daß wesentlich mehr Wärme zugeführt wird, als mechanische Arbeit erhalten wird. Das Verhältnis von mechanischer Arbeit zu zugeführter Wärme ist u.a. aufgrund des niedrigen Frischdampfdruckes niedrig.

Ein besseres Verhältnis erzielt man, wenn das Wasser unter Druck durch den Dampferzeuger geleitet wird. **Bild 11** zeigt diesen Verdampfungsprozess für einen Druck von 60 bar. Die Verdampfung erfolgt nun bei 548 K. Der Dampf wird anschließend überhitzt. Die Endtemperatur liegt bei 680 K (407 °C). Der aus dem Dampferzeuger austretende überhitzte Dampf, der sogenannte Frischdampf, wird der Turbine zugeführt. Die Umwandlung der im Frischdampf enthaltenen Energie in Bewegungsenergie entspricht dem Linienzug von Punkt 4 nach Punkt 5. Punkt 5, der Endpunkt der Expansion, liegt bereits im Naßdampfgebiet. Der Dampfgehalt beträgt rund 90 % ($x = 0,9$) bzw. die Nässe 10 %. Der Dampf beginnt somit zu kondensieren. Zum Schutz der Turbinenschaufeln sollte der Dampf bei der Expansion in der letzten Schaufelreihe der Turbine keine größere Nässe erreichen, da die sich nun bildenden Wassertropfen wegen ihrer hohen Aufprallgeschwindigkeit Beschädigungen an der Turbine hervorrufen könnten. Die Rückkühlung und Kondensation des Dampfes im Kondensator wird durch den Linienzug von Punkt 5 nach Punkt 1 verdeutlicht.

3.4 Verbesserungen des Kraftwerksprozesses

Der Prozeßwirkungsgrad eines Dampfkraftwerkes kann durch folgende Möglichkeiten verbessert werden:

- Anhebung der Dampfparameter bei Druck und Temperatur,
- Anwendung der Zwischenüberhitzung,
- Anwendung der regenerativen Speisewasservorwärmung,

- Absenkung des Abdampfdruckes (Optimierung kaltes Ende),
- Verringerung der Auslaßverluste der Turbine,
- Verbesserung des Turbinenwirkungsgrades,
- Antriebsart der Speisewasserpumpe,
- Kombination einer Gas- und einer Dampfturbine.

Im folgenden soll kurz auf die Anhebung der Dampfparameter sowie die Anwendung der Zwischenüberhitzung eingegangen werden.

3.4.1 Anhebung der Dampfparameter

Die Auslegung der Dampfparameter Frischdampfdruck und -temperatur wurden lange Zeit durch die Standfestigkeit des ferritischen Stahles - etwa 250 bar und 540 °C - begrenzt. Höhere Drücke und Temperaturen waren nur durch Einsatz von austenitischen Stählen möglich und wurden durch einen Mehraufwand an Kosten erkaufte. Die Entwicklung neuer kostengünstiger ferritische Werkstoffe macht künftig den Bau von großen überkritischen Anlagen mit deutlich angehobenen Dampfparametern möglich. Kraftwerke mit Auslegungswerten in der Größenordnung von 260 bis 290 bar und 580 °C bzw. 70 bar/600 °C für die Zwischenüberhitzung sind bereits projektiert. Sie sollen Wirkungsgrade im Bestpunkt von über 45 % erreichen (heutige Kraftwerke ca. 43 %).

3.4.2 Anwendung der Zwischenüberhitzung

Bei der Zwischenüberhitzung wird der aus dem Hochdruckteil der Turbine strömende Dampf auf Frischdampfniveau zwischenüberhitzt. Das trägt dazu bei, den Prozeß durch ein größeres Wärmegefälle dem Idealprozeß anzupassen. Ein weiterer, nicht zu übersehender Vorteil ist, daß dadurch der Wasseranteil des Abdampfes am Endpunkt des Expansionsverlaufes auf einem zulässigen Wert gehalten wird. Bei optimaler Auslegung läßt sich durch die Zwischenüberhitzung eine Wirkungsgradsteigerung um 2 bis 4 %-Punkte erreichen.

Im T-s-Diagramm läßt sich die Zwischenüberhitzung wie folgt darstellen (Bild 12). Der aus dem Hochdruckteil austretende Dampf (Punkt 5, Dampfzustand ca. 30 bar, 533 K) wird im Dampferzeuger wieder auf 810 K erhitzt (Punkt 5 nach Punkt 6) und dann der Mittel- und Niederdruckturbine zugeleitet, wo er weiter expandiert (Punkt 6 nach Punkt 7). Die Dampftemperatur in Punkt 7 beträgt 306 K (33 °C), der Dampfdruck 0,05 bar, die Endnässe etwa 10 % ($x = 0,9$).

In der Regel wird bei den heute üblichen Frischdampfparametern die einfache Zwischenüberhitzung bevorzugt. Nur bei höherem überkritischen Prozeßdruck läßt sich die zweifache Zwischenüberhitzung mit einem wirtschaftlich vertretbaren Aufwand realisieren.

4. Kraftwerke und Umweltschutz

4.1 Gesetzliche Grundlagen

Die wichtigste gesetzliche Grundlage für Umweltschutzmaßnahmen bei fossil befeuerten Kraftwerken ist das Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG). Es trat in Westdeutschland 1974 in Kraft.

Ziel des Gesetzes ist es, Menschen, Tiere, Pflanzen, Boden, Atmosphäre sowie Kultur- und Sachgüter vor Immissionen zu schützen - z.B. vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Verunreinigungen, Geräusche oder Strahlungsquellen. Das Gesetz wird durch eine Reihe von Verordnungen und Verwaltungsvorschriften ergänzt, die mehrfach erweitert oder in ihren Anforderungen verschärft worden sind. Von besonderer Bedeutung für die fossil befeuerten Kraftwerke ist die Großfeuerungsanlagen-Verordnung (GfA VO) aus dem Jahre 1983, in der Emissionsvorschriften für Anlagen mit über 50 MW bzw. bei gasgefeuerten Anlagen über 100 MW Feuerungswärmeleistung geregelt sind.

Bei Luftschadstoffen, die in Kohlekraftwerken entstehen, handelt es sich vor allem um Schwefeldioxid (SO_2 -), Stickoxid (NO_x) und Staub. Moderne Kraftwerke sind mit Anlagen ausgerüstet (**Bild 13**), die unter den Stichworten Entschwefelung, Entstickung und Entstaubung die Rauchgase so weit reinigen, daß die Schadstoffbelastung durch Kohlekraftwerke in Westdeutschland seit den 80er Jahren insgesamt auf einen Bruchteil des ursprünglichen Wertes reduziert wurde (**Bilder 14 und 15**).

4.2 Entstaubung

Bei einem Kohlekraftwerk kann der Staubgehalt bis zu 20 g/m^3 Rohgas betragen. Ungereinigt würden dem Kraftwerkskamin schwarze Rauchwolken entweichen. Nach der GfA VO dürfen aber höchsten 50 mg/m^3 enthalten sein. Dies bedeutet, daß ein Abscheidegrad von über 99 % erzielt werden muß.

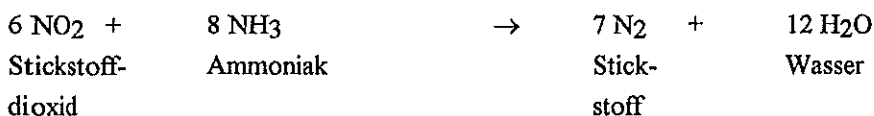
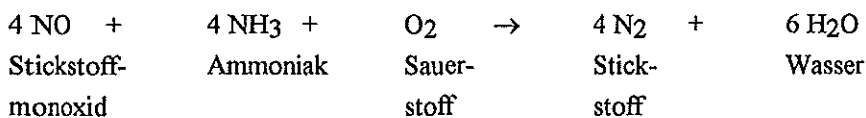
Um dies zu erreichen, werden in großen Kohlekraftwerken heute fast ausschließlich Elektro-Entstauber eingesetzt. Die häufig benutzte Bezeichnung "Elektrofilter" ist sachlich ungenau, denn der Rückhalteeffekt entsteht nicht durch Filtration, sondern durch elektrostatische Aufladung der Staubpartikel.

4.3 Entstickung

Die NO_x -Menge, die bei der Verbrennung von Kohle entsteht, ist wesentlich von der Höhe der Verbrennungstemperatur abhängig.

Bei braunkohlebefeuelten Anlagen kann die Flammentemperatur durch verbrennungstechnische Maßnahmen (Primärmaßnahmen) so weit abgesenkt werden, daß die NO_x -Emissionen im Rahmen der vorgeschriebenen Grenzwerte bleiben und keine weiteren Vorkehrungen erforderlich sind (Bild 16). In steinkohlebefeuelten Anlagen muß dagegen eine gesonderte Behandlung der entstandenen Rohgase erfolgen, um den Anteil der Stickstoffoxide auf ein zulässiges Maß zu beschränken. Dies geschieht bei deutschen Kraftwerken überwiegend nach dem SCR-Verfahren (SCR = selective catalytic reduction).

Kernstück einer solchen Anlage ist ein Katalysator, der die chemische Umwandlung der Stickoxide (NO_x) bewirkt, ohne selbst an der Reaktion teilzunehmen. Die Rauchgase treten mit einer Temperatur von etwa 350 °C in den Reaktor ein und werden mit einem Gemisch aus Ammoniak (NH_3) und Luft angereichert. Beim Durchströmen der Katalysator-Ebenen erfolgen im wesentlichen zwei chemische Reaktionen:



Aus den Gleichungen geht hervor, daß das Ammoniakgas als Reduktionsmittel wirkt. Den Stickoxiden (NO und NO_2) wird der Sauerstoff entzogen. Dabei entstehen molekularer Stickstoff (N_2) und Wasserdampf (H_2O), die als natürliche Bestandteile der Luft nach außen abgegeben werden können. Erreicht werden mit diesem Verfahren NO_x -Abscheidegrade von über 90 %.

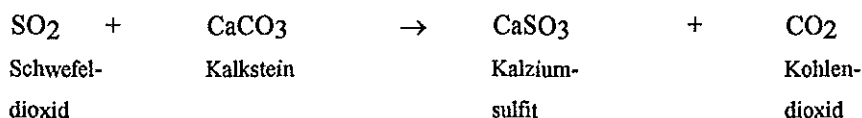
4.4 Entschwefelung

Um die Rauchgase großer Kohlekraftwerke von Schwefeldioxid zu befreien, gibt es verschiedene technische Möglichkeiten. In Deutschland hat sich weitgehend das Kalksteinwaschverfahren durchgesetzt. Über 85 % aller Anlagen arbeiten nach diesem Verfahren.

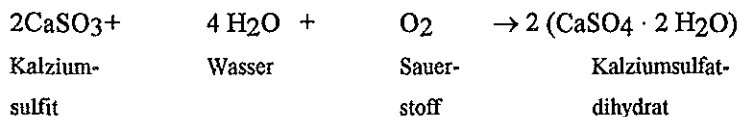
Kernstück einer modernen Rauchgas-Entschwefelungs-Anlage (REA) ist der Waschturm. In ihm wird das ungereinigte Rauchgas mit einer Waschsuspension besprüht, die das Schwefeldioxid (SO₂) durch chemische Reaktion weitgehend absorbiert.

Das schwefelhaltige Rauchgas tritt unten in den Waschturm. Die Waschflüssigkeit besteht meist aus einer Suspension (Aufschwemmung feinstverteilter fester Stoffe in einer Flüssigkeit) von feingemahlenem Kalkstein (CaCO₃) in Wasser. Sie gelangt über Pumpen in den oberen Absorptionskreislauf des Waschturms, wo dann auf mehreren Düsenebenen ein intensiver Kontakt zum Rauchgas entsteht.

Dabei geht das gasförmige SO₂ zunächst in der Waschflüssigkeit in Lösung über. Anschließend vollzieht sich die chemische Einbindung nach der folgenden vereinfachten Reaktionsgleichung:



Die gereinigten Rauchgase (SO₂-Abscheidegrad um 95 %) verlassen den Turm über Tropfenabscheider. Im unteren Teil des Waschturmes sammelt sich die mit Kalziumsulfid beladene Waschsuspension. Durch Einblasen von Luft wird die Flüssigkeit mit Sauerstoff angereichert und es kommt zur weiteren Oxidation des Kalziumsulfits nach folgender Gleichung:



Das entstehende Kalziumsulfat-Dihydrat ist allgemein als Gips bekannt. Für aufbereiteten REA-Gips bestehen z.B. im Baubereich vielfältige Verwertungsmöglichkeiten.

5. Kraftwerke und Klimaschutz

Nachdem bei den fossil befeuerten Kraftwerken die Herausforderung der SO₂- und NO_x-Minderung in den alten Bundesländern gelöst ist (s. Bilder 14 und 15) und in den neuen Bundesländern in Kürze gelöst sein wird, rückt als neue Herausforderung die Minderung der CO₂-Emissionen in den Vordergrund. Ein wissenschaftlicher Beweis für den Zusammenhang von anthropogenen CO₂-Emissionen und einer Zunahme der Temperatur auf der Erde liegt noch nicht vor. Trotzdem halten die deutschen Kraftwerksbetreiber Vorsorgemaßnahmen für notwendig.

Da keine großtechnischen und wirtschaftlich praktikablen Möglichkeiten bestehen, das vermeintlich klimawirksame CO₂ zurückzuhalten, kann die Devise nur lauten, den Wirkungsgrad der Kraftwerke weiter zu erhöhen. Darauf sind auch alle Konzepte zur Weiterentwicklung der Kraftwerkstechnik auf der Basis fossiler Energieträger ausgerichtet. Mit steigendem Wirkungsgrad sinkt der Brennstoffeinsatz je kWh und damit auch die unvermeidbare Freisetzung von CO₂.

Die Unternehmen der Kraftwirtschaft der öffentlichen Versorgung in Deutschland haben in der Selbstverpflichtungserklärung der VDEW zum Klimaschutz von 10. März 1995 erklärt, daß sie bei zukünftigen Steinkohlekraftwerken Wirkungsgrade im Bestpunkt von 45 % und bei zukünftigen Braunkohlekraftwerken Wirkungsgrade im Bestpunkt von 42 % anstreben werden. Langfristig werden mit der Weiterentwicklung des Dampfkraftwerkes auf der Basis neuer Kraftwerkskonzepte wie z.B. Kohlevergasung, Druckwirbelschichtfeuerung oder Druckkohlenstaubfeuerung noch höhere Wirkungsgrade zu realisieren sein. In der noch weiteren Perspektive eröffnet die Entwicklung der Kohlevergasung sogar die Option, mit Hochtemperatur-Brennstoffzellen Wirkungsgrade von 55 % bis gegebenenfalls über 60 % zu erzielen. Ein solches Kohle-Brennstoffzellen-Kraftwerk hat allerdings noch keine technischen und wirtschaftlichen Konturen, sondern ist nur als theoretische Perspektive erkennbar. Wirkungsgrade von etwa 58 % können aber bereits heute mit GuD-Kraftwerken auf der Basis von Erdgas erzielt werden. Insgesamt beziffert die VDEW das CO₂-Minderungspotential bis zum Jahre 2015 durch den Bau neuer effizienterer fossil befeuerter Kraftwerke und die Stilllegung alter Anlagen auf mehr als 30 Mio. t.

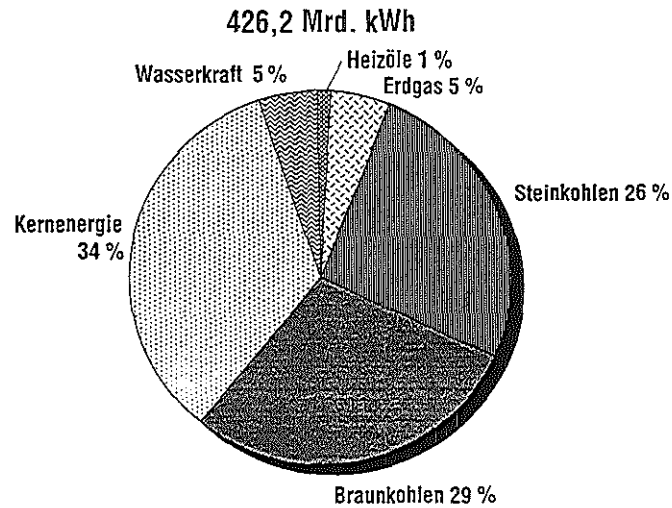
Darüber hinaus werden die bestehenden fossil befeuerten Anlagen mit wirkungsgradverbessernden Maßnahmen nachgerüstet. Allein im Zeitraum von 1993 bis zum Frühjahr 1996 wurden hierfür über 200 Maßnahmen in Auftrag gegeben, die insgesamt zu einer CO₂-Minderung von mehr als 8 Mio. t führen werden (Bild 17).

Das Selbstverpflichtungskonzept der deutschen Stromversorger zum Klimaschutz berücksichtigt aber nicht nur Maßnahmen im Bereich der fossil befeuerten Kraftwerke, sondern auch im Bereich der bestehenden Kernkraftwerke (verstärktes Ausfahren der bestehenden Kernkraftwerke, Inbetriebnahme des Kernkraftwerkes in Mülheim-Kärlich), die verstärkte Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung, die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien sowie Maßnahmen im Bereich des Demand Side-Management (Bild 18). Mit diesen Maßnahmen soll von 1987 bis zum Jahre 2015 eine absolute CO₂-Minderung d.h. eine Minderung die den zukünftigen Stromverbrauchsanstieg von bis zu 1 % pro Jahr bereits berücksichtigt, von absolut 25 % möglich sein.

Literatur:

1. IZE (Hrsg.):
Unterrichtsmaterialien zum Thema Energie
 - Wärmekraftwerke (Heft 2), Frankfurt 1995
 - Energie und Umwelt (Heft 6), Frankfurt 1996
2. RWE Energie AG (Hrsg.):
Erzeugung der elektrischen Energie; Lehrerfachheft; Essen, 1991
3. IZE (Hrsg.):
Strom aus Kohle; Frankfurt, 1992
4. Lehmann, Heinz:
Repetitorium Dampferzeuger
Energie & Management Verlagsgesellschaft 1996
5. Hoffmann, Thomas; Heiting, Bernd:
"Comparing the Efficiency and cost-effectiveness of available technologies for reducing SO₂ and NO_x emissions"
Vortrag auf der Konferenz "Electricity in Europe" am 9./10. März 1994 in Frankfurt a.M.
6. Hoffmann, Thomas; Hildebrand, Manfred
Der Beitrag der deutschen Stromversorger zur Bewältigung aktueller Umwelt- und Klimaschutzfragen
in: Elektrizitätswirtschaft, Jg. 94 (1995), Heft 18, S. 1103-1112
7. Hoffmann, Thomas; Hildebrand, Manfred:
Engagement der deutschen Stromversorger beim Klimaschutz
in: Elektrizitätswirtschaft, Jg. 95 (1996), Heft 12, S. 766-773

Stromerzeugung in der öffentlichen Versorgung nach Energieträgern in Deutschland 1995



Quelle: VDEW

101 03/96

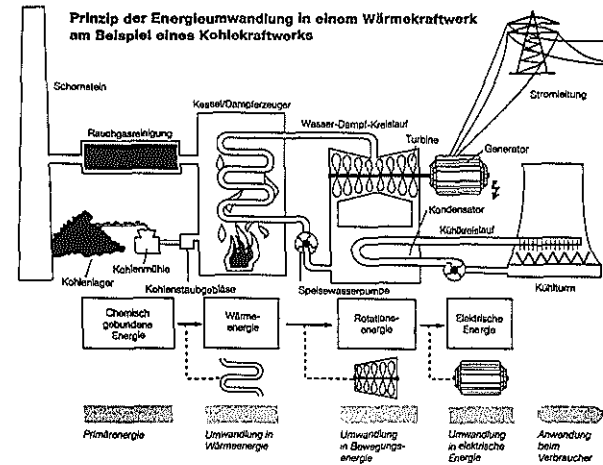
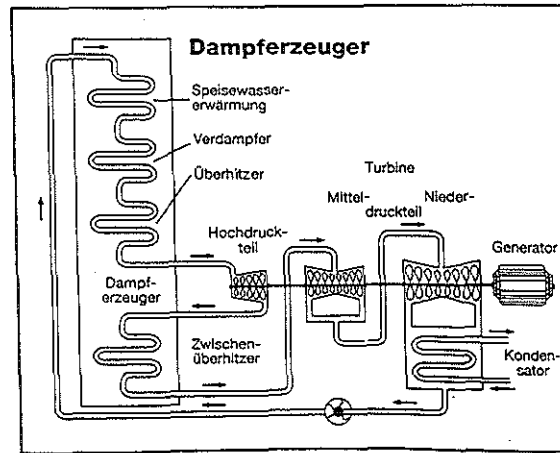


Bild 3



Vereinfachtes Schaltbild des Röhrensystems im Dampferzeuger

Bild 4

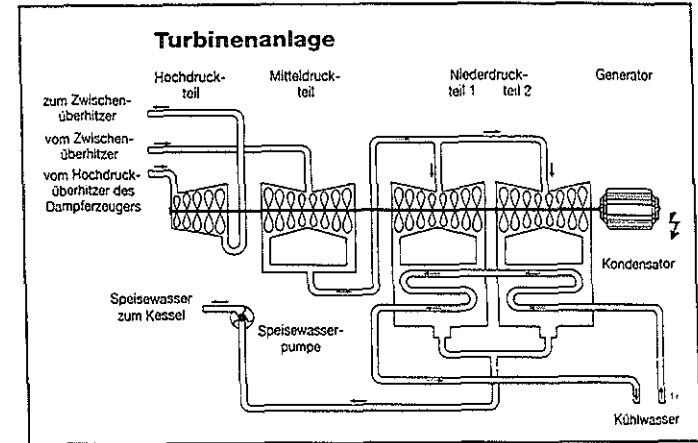


Bild 5

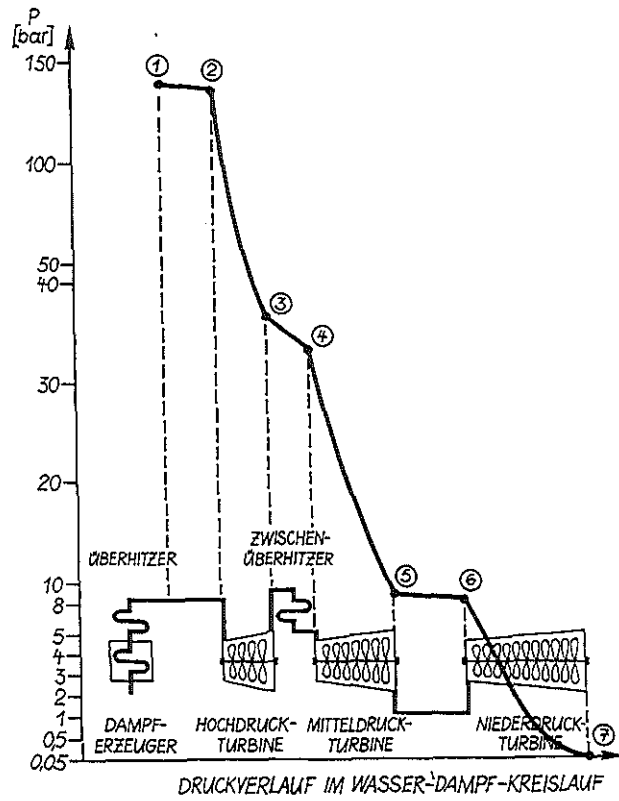
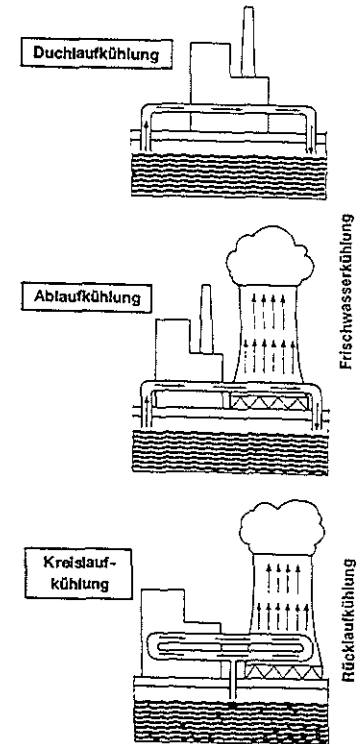


Bild 6



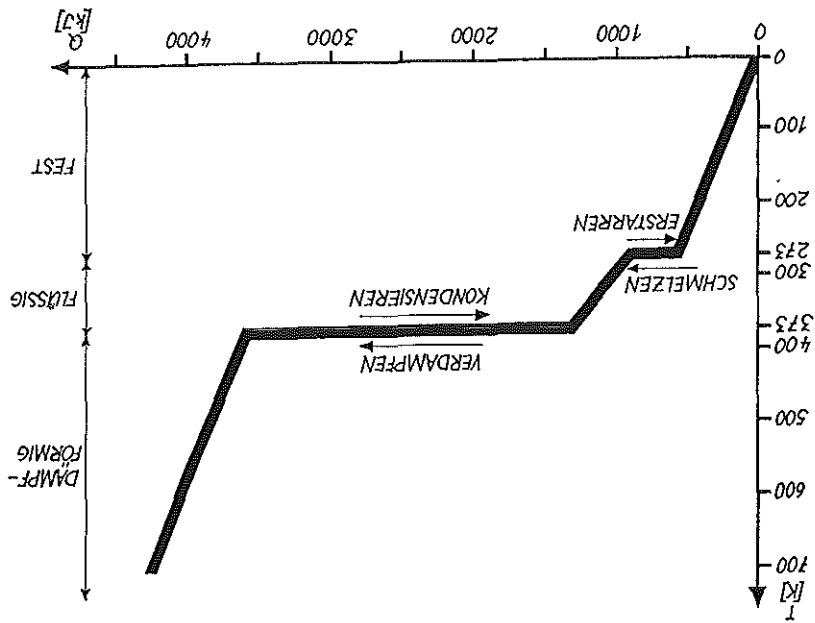


Bild 8

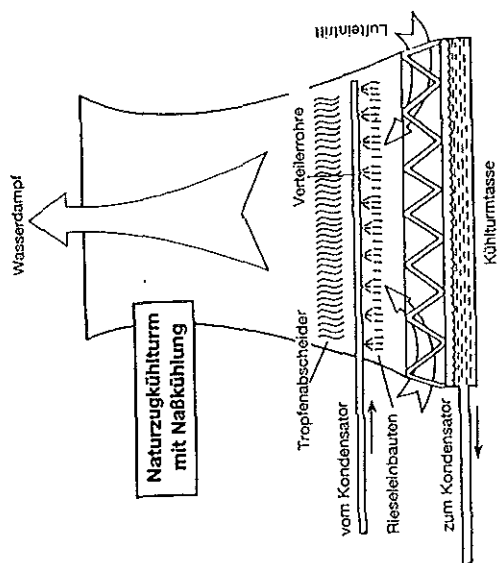


Bild 7

Bild 9

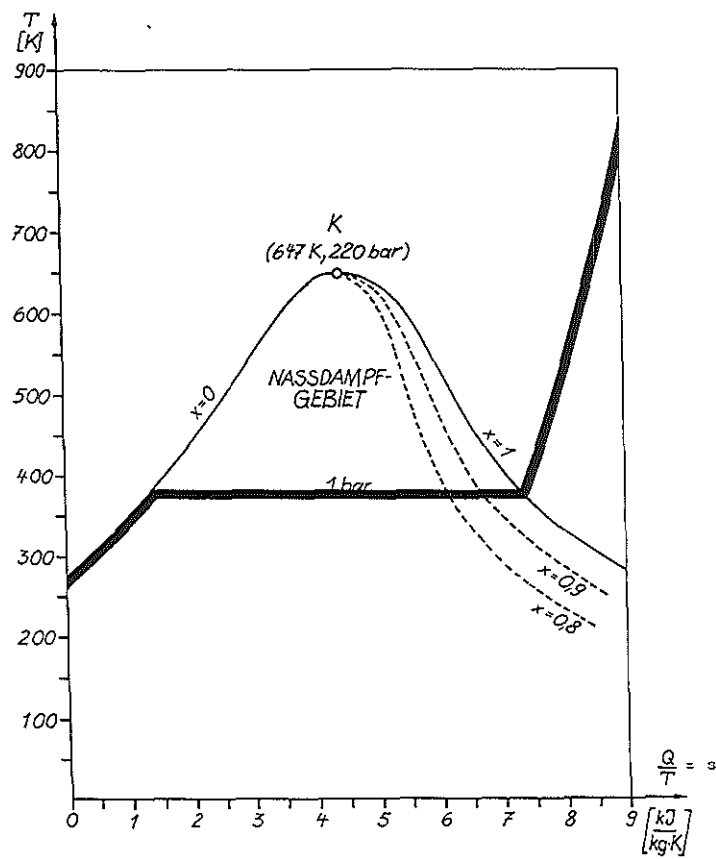


Bild 10

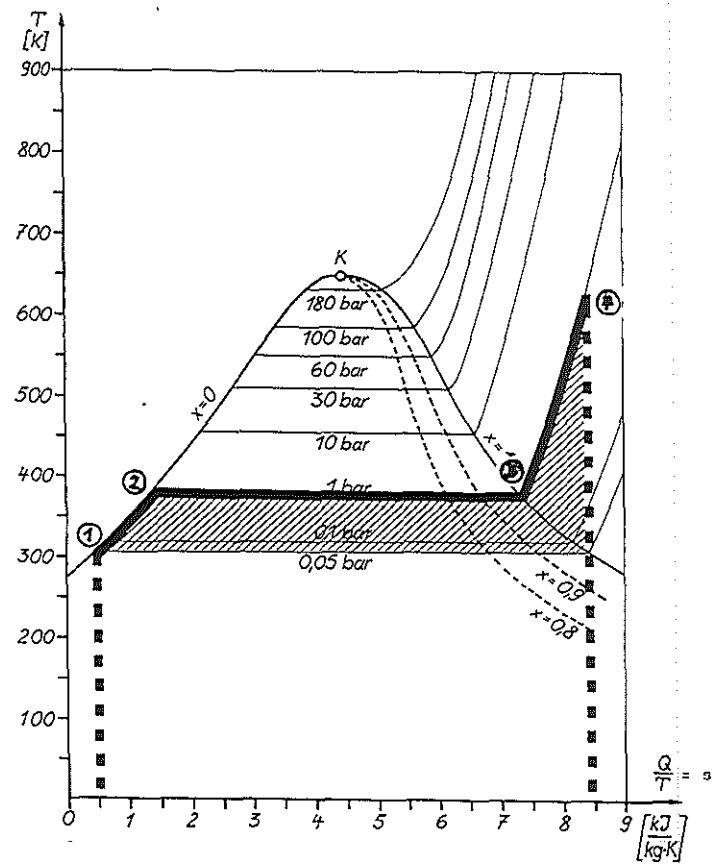


Bild 11

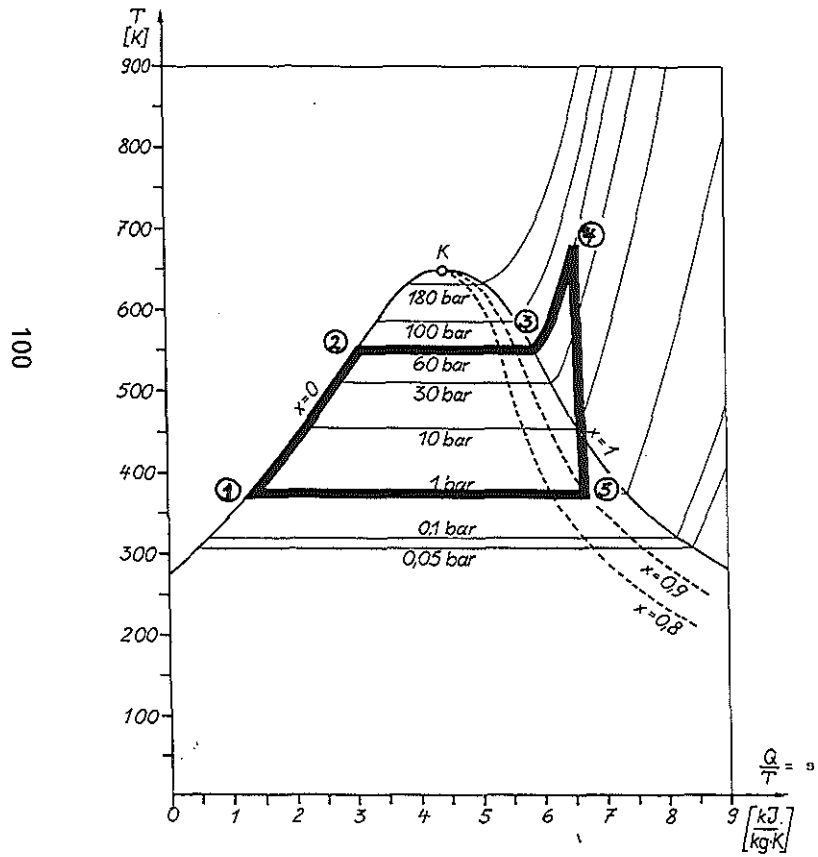


Bild 12

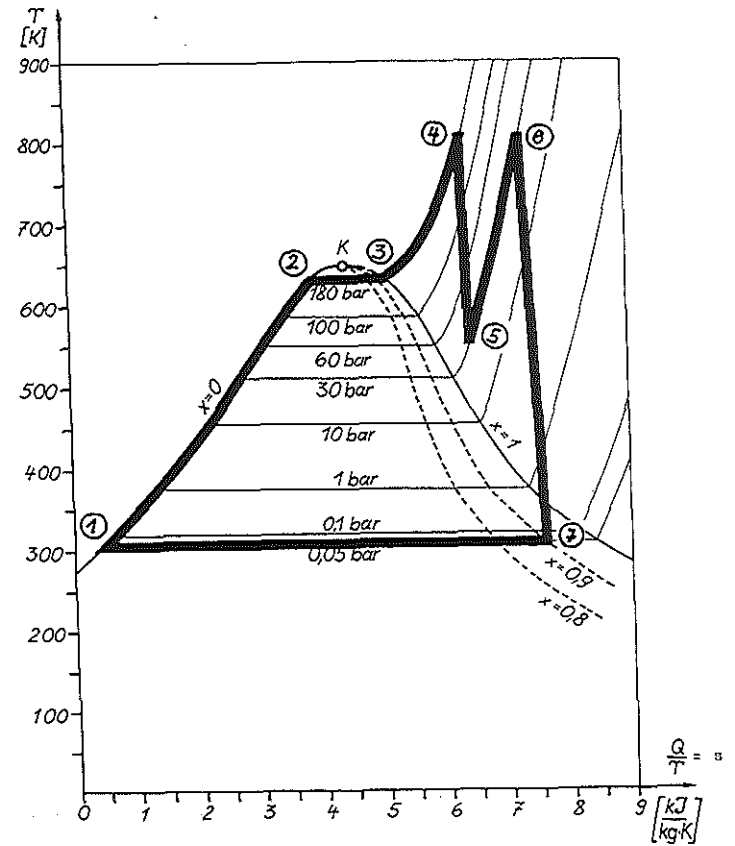
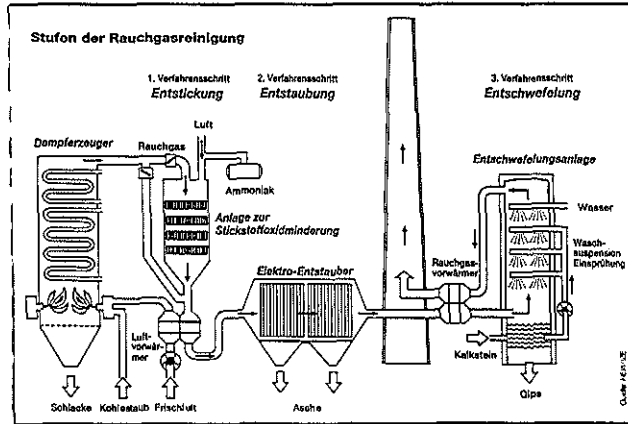


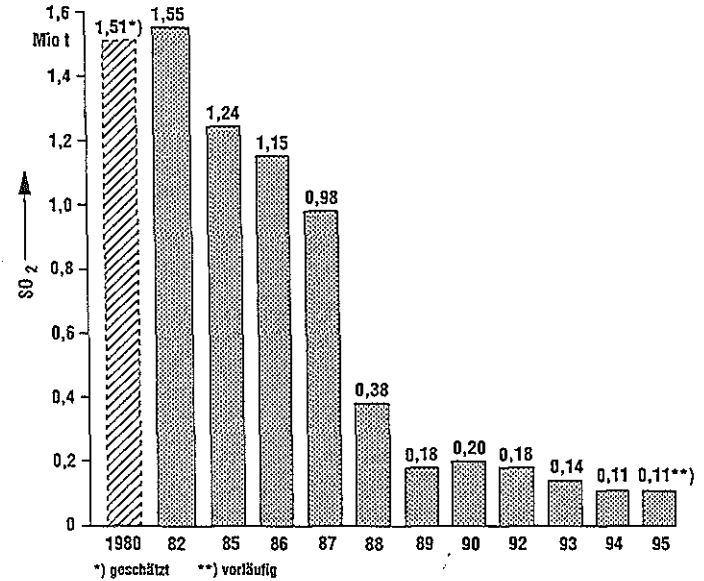
Bild 13



101

Bild 14

Emissionsentwicklung bei EVU-Kraftwerken: Schwefeldioxid (SO_2) in den alten Bundesländern



Quelle: VDEW

101/10/95

Bild 15

Emissionsentwicklung bei EVU-Kraftwerken: Stickstoffoxide (NO_x), in den alten Bundesländern

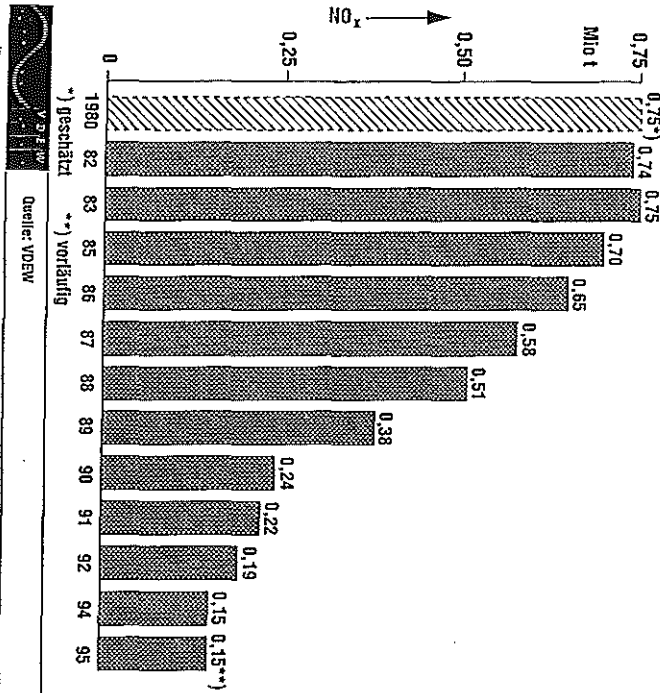
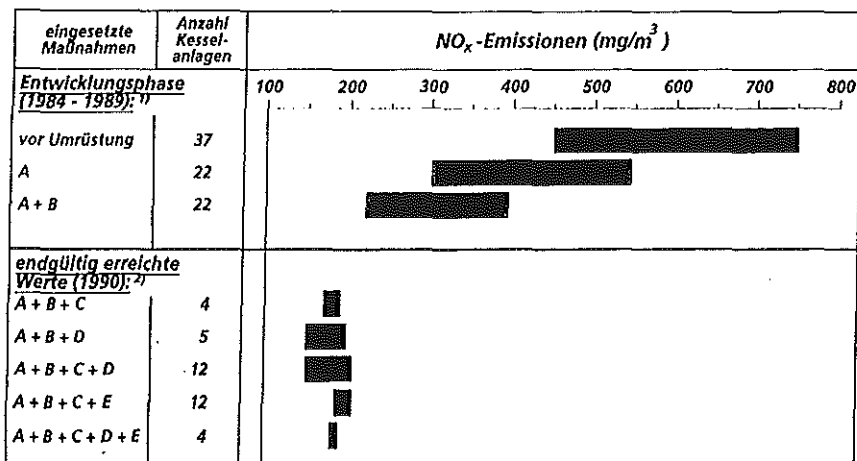


Bild 16



1) Bereich der Tagesmittelwerte; Kurzzeitzersuche
2) Bereich der Tagesmittelwerte; gemittelt über die angegebene Zahl der Kessel und über 30 Tage

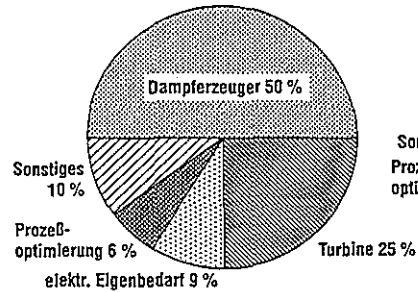
A Luftzahlabsenkung
B Luftstufung
C Brennerkürzung

D Rauchgasrückführung
E Brüdentrennung

In Auftrag gegebene wirkungsgradsteigernde Maßnahmen an bestehenden fossilbefeuerten Kraftwerken

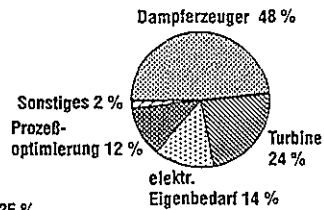
a) Januar 1993 bis Februar 1995

186 Maßnahmen in den Bereichen:

CO₂-Minderung: 6,7 Mio. t jährlich

b) März 1995 bis März 1996

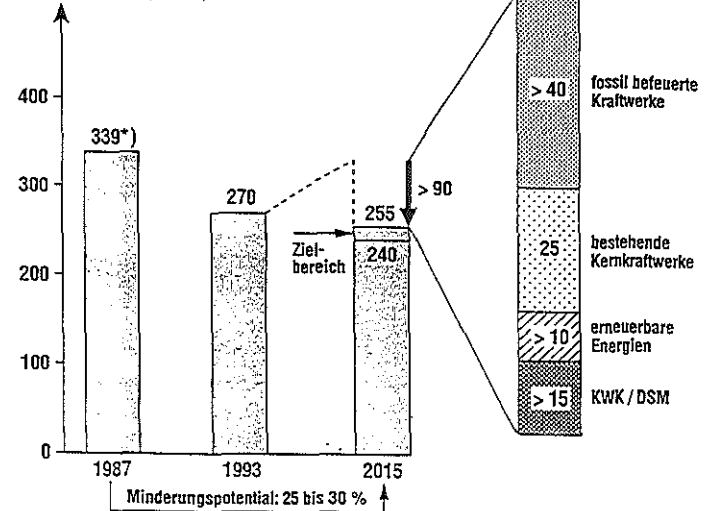
42 Maßnahmen in den Bereichen:

CO₂-Minderung: 1,8 Mio. t jährlich

Quelle: VDEW

Mai 2006

CO₂-Minderungsmöglichkeiten in der öffentlichen Elektrizitätswirtschaft bis 2015 (Deutschland insgesamt)

CO₂-Emissionen (Mio. t)

*) einschl. Industrie-Kraftwerken in Ostdeutschland (Unterschöpfung nach öffentlichen und Industrie-KW nicht möglich)



Mai 1995

GuD-Kraftwerke

B. Jäger

Technische Universität Berlin
Fachbereich Wirtschaft und Management
Müller-Breslau-Straße 12
10623 Berlin

Einleitung

Das Bemühen um bessere Ressourcennutzung bei der Umwandlung fossiler in elektrische Energie ist in den vergangenen 10 Jahren durch den weltweit zunehmenden Einsatz von sehr effizienten GuD-Kraftwerken wesentlich gekennzeichnet, d.h. durch den kombinierten Einsatz von Gasturbosätzen und Dampfkraftprozessen [1]. Unabdingbare Voraussetzung waren dazu die Weiterentwicklungen der stationären Gasturbinen in Richtung höherer Wirkungsgrade und verbesserter Verfügbarkeit, die ihr zum Durchbruch bei der breiten Anwendung in der Elektrizitätserzeugung in den GuD-Kraftwerken verholfen haben [2]. Demgegenüber sind die zugehörigen Dampfturbinen konventionell aufgebaut und weisen keine außergewöhnlichen Dampfdaten auf.

Die wesentlichen Entwicklungsschritte bei den stationären Gasturbinen basierten in der Vergangenheit auf den Verbesserungen der Strahltriebwerke als Flugzeugantriebe, insbesondere ursprünglich auf dem militärischen Sektor. Die Anforderungen beim Betrieb in Elektrizitätswerken unterscheiden sich allerdings erheblich von denen bei Flugtriebwerken. Während bei Flugtriebwerken Leichtbau und kleine Stirnflächen gefordert, aber auch recht geringe Inspektions- und Revisionsintervalle zugelassen werden, gilt für die stationäre Gasturbine - das 'Heavy Duty Design' - zum Antrieb von Generatoren beinahe das Gegenteil: Geringe Gewichte und Abmessungen sind von untergeordneter Bedeutung, jedoch sollten die Intervalle zwischen 2 Revisionen zur gründlichen Durchsicht aller wesentlichen Teile und ggf. Austausch von Verschleißteilen bei etwa 25 000 *äquivalenten Vollast-Betriebsstunden* liegen. Im Grund- und Mittellastbetrieb bedeutet dies etwa 3 Jahre Laufzeit zwischen den Revisionen [3].

Als Brennstoffe für Gasturbinen eignen sich wegen der direkten Berührung des Heißgases mit den Schaufeln nur sehr saubere, aschefreie Brennstoffe, also vorzugsweise Erdgas und leichtes Heizöl.

Gasturbinen

Gasturbinen zeichnen sich durch einen außerordentlich einfachen und platzsparenden Prinzipaufbau aus - allerdings sind die heißgasführenden Teile technisch besonders anspruchsvoll [4;5;6]. Der einfache und platzsparende Aufbau führt naturgemäß auch zu sehr geringen spezifischen Investitionskosten für Gasturbinenkraftwerke. Außerdem lassen sich Gasturbinen - im Gegensatz zu Dampfkraftwerken - sehr schnell innerhalb von 10 bis 20 Minuten starten und belasten, da das Anheizen eines Kessels usw. entfällt. Ein Gasturbosatz, Bild 1, besteht aus den Hauptkomponenten

- Verdichter 1,
- Brennkammern 2,
- Gasturbine 3,
- Generator 4 sowie
- Hilfseinrichtungen (Ölversorgung, Regelungs- und Schutzeinrichtungen usw.).

Der Verdichter saugt atmosphärische Luft aus der Umgebung an und verdichtet sie - je nach Ausführung der Maschine - auf Drücke von 10 bar bis 16 bar, in Einzelfällen auch bis etwa 30 bar. Die verdichtete Luft wird in getrennt angeordneten Brennkammern oder einer am Umfang hinter dem Verdichter und vor der Turbine angeordneten Ringbrennkammer mit Einzelbrennern ('Cans') auf Temperaturen um 1300°C bis zu >1400°C erhitzt, anschließend expandiert die heiße Druckluft - das Heißgas - in der Turbine. Diese treibt zugleich den Verdichter an, der etwa 55% bis 60% der gesamten Turbinenleistung erfordert (P_V). Nur die restliche Leistung steht nach außen zum Antrieb des Generators zur Verfügung und bezeichnet die eigentliche Nennleistung (P_N) des Turbosatzes. Die Abgase am Turbinenaustritt weisen noch beträchtliche Temperaturen von 540 bis zu 590°C und damit Energieinhalte auf, die sich in Dampfkraftanlagen oder anderen Prozessen nutzen lassen (z.B. Prozeßwärme, Fernheizung, Meerwasserentsalzung).

Die Weiterentwicklungen der stationären Gasturbinen, besonders seit den 80er Jahren, hatten sich - zusammengefasst - auf vier wesentliche Gesichtspunkte konzentriert:

1. Erhöhung der Wirkungsgrade durch steigende Eintrittstemperaturen,
2. verbesserte Auslegung der Verdichter (erhöhte Wirkungsgrade, vergrößerte Luftmassenströme ohne Erreichen der Schallgeschwindigkeit im Verdichter),
3. Erhöhung der Verfügbarkeit, d.h. der Betriebs- und Startzuverlässigkeit durch Detailverbesserungen der mechanischen und elektronischen Komponenten und damit verbunden die Erhöhung der Revisionsintervalle,
4. Verringerung der Schadstoffemissionen, besonders der Stickoxide, durch neuzeitliche

Brennerentwicklungen.

Die Punkte 1. und 2. haben zugleich auf steigende Einheitenleistungen bei etwa gleichen Bauabmessungen und damit zur Senkung der spezifischen Investitionskosten geführt. Besonders ausschlaggebend waren dabei neben den verbesserten Axialverdichtern die Entwicklungen auf dem Gebiet der Kühlung und der Oberflächenbehandlung durch Beschichtungen (z.B. VPS = Vakuum-Plasma-Spritzen) der Lauf- und Leitschaufeln der Gasturbinen. Diese Entwicklungsergebnisse haben das Einsatzfeld von Gasturbinen erheblich erweitert, Ende der 80er Jahre entstand ein regelrechter Nachfrageboom nach Gasturbinen, besonders in der - im Prinzip schon vorher bekannten, aber bis dahin nicht sehr oft benutzten - Kombination mit Dampfkraftprozessen [2].

Im Rahmen dieser Ausarbeitung soll nur auf das wichtigste der vier vorgenannten Entwicklungsthemen neuzeitlicher Gasturbinen kurz eingegangen werden: Die Beherrschung der hohen Eintrittstemperaturen. Die feststehenden Leitschaufeln und die rotierenden Laufschaufeln der ersten Turbinenstufen arbeiten während des Betriebes im rotglühenden Zustand. Stähle sind als Werkstoffe bei diesen Temperaturen um 850°C ungeeignet. Man verwendet vielmehr Speziallegierungen auf der Basis von Nickel, Chrom, Kobalt und Wolfram, z.B. mit etwa 60% Ni, 16% Cr, 9% Co und Zusätzen von Ti, Al und W sowie einer Reihe weiterer Legierungsbestandteile. Auch diese Werkstoffe sind bei Temperaturen oberhalb von etwa 850°C aus Gründen der Hochtemperatur-Korrosion (HTC = High Temperature Corrosion) im Dauerbetrieb kaum mehr verwendbar. Um die Metalltemperaturen unter 850°C zu halten, werden bei modernen Gasturbinen daher die Schaufeln der ersten Stufen von innen mit Luft aus dem Verdichter gekühlt. Sie sind hohl, ein Teil der Verdichterluft - je Schaufelreihe einige Prozent des Luftmassenstromes - strömt innen als Kühlluft durch die hohlen Schaufeln, kühlt diese und tritt - nach unterschiedlichem Design der Hersteller - durch feine Bohrungen in der Schaufelwand nach außen. Dort mischt sich die Kühlluft mit der übrigen heißen Gasströmung. Die Oberflächen-Temperaturen der Schaufeln lassen sich so auf $\leq 850^{\circ}\text{C}$ halten, obgleich die Temperatur der umströmenden Heißgase bis 1400°C und mehr betragen kann.

Die höchsten Beanspruchungen treten bei Gasturbinen - ähnlich wie bei anderen Wärmekraftmaschinen - bei schnellen Lastwechseln auf. Die Ursache sind große Temperaturänderungen in den Turbinen-Beschaufelungen, die zu hohen instationären thermischen Beanspruchungen und damit Materialermüdungen führen, den LCF = 'Low Cycle Fatigues'. Eine einmalige plötzliche Abschaltung der Brennstoffzufuhr bei Vollast - z.B. bei einer elektrischen Störung am Generator - führt auf Beanspruchungen, die weit mehr als 10^2 Vollast-Betriebsstunden entsprechen können. Man spricht daher von den erwähnten äquivalenten Vollast-Betriebsstunden, die auch plötzliche Lastwechsel mit ihren Auswirkungen auf die Lebensdauer hochbeanspruchter Teile berücksichtigen [3].

Gas- und Dampfprozeß (GuD-Prozeß)

Eine sehr weite Verbreitung hat der bereits angesprochene 'GuD'-Prozess (Gas- und Dampf-Prozeß (englisch 'Stag': Steam and gas oder STAG^{TM1})) erreicht, Bild 2. Die Wärmeenergie des Abgases erzeugt in einem Wärmetauscher - dem Abhitzekessel - überhitzten Dampf für einen nachgeschalteten Dampfkraftprozeß. Die Leistung der Gasturbine zu der der nachgeschalteten Dampfturbine verhält sich derzeit etwa wie 2 : 1. Da der Dampfkraftprozeß keinerlei zusätzlichen Brennstoff benötigt, erhält man gegenüber dem reinen Gasturbinenprozeß also eine um etwa 50% größere elektrische Leistung aus dem eingesetzten Brennstoff. In erster Näherung ergibt sich mit dem Wirkungsgrad η_{GT} und der Leistung P_{GT} des Gasturbinenprozesses sowie Leistung P_{DT} des Dampfkraftprozesses der Gesamtwirkungsgrad η_{GuD} des GuD-Prozesses zu

$$\eta_{GuD} \approx \eta_{GT} \cdot (P_{GT} + P_{DT}) / P_{GT} \approx 1,5 \cdot \eta_{GT}.$$

Die den Gasturbosätzen nachgeschalteten Dampfkraftprozesse führen im Vergleich zu modernen Dampfkraftwerken auf Steinkohle- oder Braunkohlebasis wegen der einfach aufgebauten Abhitzekessel zu deutlich niedrigeren spezifischen Investitionskosten. Ein GuD-Prozeß ist daher bei Vorhandensein von preiswertem Erdgas (oder auch leichtem Heizöl) als Brennstoff nach heutigem Stand der Technik der bestmögliche, d.h. wirtschaftlichste und umweltfreundlichste fossile Kraftwerksprozeß, der inzwischen auch sehr gute Verfügbarkeiten aufweist.

Bild 2 zeigt links unten das zugehörige T-s-Diagramm mit den eingetragenen Kreisprozessen der Gasturbine und des nachgeschalteten Zweidruck-Dampfkraftprozesses. Die Luft wird verdichtet und von 600 K, entsprechend der Lufttemperatur von etwa 330°C nach dem Austritt aus dem Verdichter, in der Brennkammer im vorliegenden Beispiel auf 1270 K, also etwa 1 000°C erhitzt. Hierbei wird im T-s-Diagramm die ISO-Prozesstemperatur benutzt (die ISO-Prozeßeintrittstemperatur ist eine rechnerische Größe, die aus der zugeführten Brennstoffenergie und dem Luftmassenstrom einschließlich der Kühlluftströme für die Innenkühlung der Gasturbinenschaufeln ermittelt wird). Die heiße, verdichtete Luft gibt ihr mögliches Arbeitsvermögen in der Gasturbine ab, die Austrittstemperatur am Turbinenende beträgt etwa 800 K, also etwa 530°C. Diese Abwärme wird im Dampfkraftprozeß genutzt und in zwei Kesselteilen (Abhitzekessel) Dampf mit Endtemperaturen von 790 K entspr. etwa 520°C und etwa 470 K entspr. etwa 200°C erzeugt, der in der Dampfturbine sein Arbeitsvermögen abgibt, im Kondensator kondensiert und als Wasser wieder über den Entgaser/Speisewasserbehälter in den Kessel zurückgepumpt wird. Die Abgase verlassen den Abhitzekessel nach Nutzung der Wärmeenergie.

¹ STAG: TM-trademark of General Electric Company

Die zugehörigen Dampfturbinen weisen demzufolge die bereits erwähnten recht konventionellen Frischdampfdruckdaten (im Bereich von 75 bis 125 bar und 520 bis 540°C auf. Allerdings sind die Turbinen in konstruktiven Details - beispielsweise als 1-Druck, 2-Druck oder 3-Druck-Turbinen ohne oder mit Zwischenüberhitzung oder auf Wunsch mit seitlich oder axial angeordneten Kondensatoren zum Verringern der Bauhöhe - den jeweiligen Anforderungen der GuD-Kraftwerke angepasst [7].

Eine wesentliche Einschränkung des heutigen breiten Einsatzes von GuD-Kraftwerken ist der Einsatz von Erdgas oder (leichtem) Heizöl als Brennstoff. Sofern diese Brennstoffe kostengünstig verfügbar sind, ist der Einsatz von GuD-Kraftwerken in jedem Fall gegenüber herkömmlichen Dampfkraftwerken vorzuziehen. Das Bild 3 gibt im Vergleich zu herkömmlichen Dampfkraftwerken die wesentlichen Besonderheiten der GuD-Kraftwerke auf wichtigen Teilbereichen wieder [8]:

- Wirtschaftlichkeit
 - optimaler Brennstoffeinsatz
 - niedrige spezifische Investitionskosten
 - geringe Anfahrverluste
 - hohe Teillastwirkungsgrade
- Umweltfreundlichkeit
 - geringer Kühlwasserbedarf
 - geringe Schadstoffemissionen
 - geringer Platzbedarf
- Auslegung und Betrieb
 - einfacher Aufbau
 - möglicher schrittweiser Ausbau
 - kurze Lieferzeiten
 - geringer Personalbedarf
 - verbrauchernahe Standorte
 - kurze Startzeiten
- Zukunftsperspektiven
 - weitere Wirkungsgradverbesserungen
 - umweltfreundliche Kohlenutzung durch integrierte Kohlevergasung.

Die Kombination von 2 Gasturbosätzen mit nachgeschalteten Abhitzekesseln und einem gemeinsam aus beiden Kesseln gespeisten Dampfturbosatz wird gern benutzt. In diesem Fall ha-

ben die 3 Generatoren etwa die gleiche Leistung und lassen sich identisch ausführen. Bei allfälligen Revisionen und Inspektionen lässt sich reihum jeweils ein Maschinensatz abschalten und es können noch etwa 2/3 der Gesamtleistung in Betrieb bleiben.

Bild 4 zeigt das vereinfachte Schaltbild einer solchen Kombination im 1350 MW-GUD²⁾-Kraftwerk Ambarli in der Türkei, des ersten Großkraftwerkes dieser Art, das insgesamt 6 erdgasgefeuerten Gasturbosätze und 3 nachgeschaltete Dampfturbosätze umfasst, deren erste Maschinensätze 1989 in Betrieb genommen worden sind [9]. Es handelt sich hier ebenfalls um 2-Druck-Anlagen, d.h. je einen Hochdruck- und Niederdruckkessel und entsprechend ausgelegte Dampfturbinen. Die gemessenen Wirkungsgrade liegen bei über 52%. Es lassen sich auch 3-Druck-Anlagen, ggf. mit Zwischenübererhitzung des Dampfes nach Teilexpansion in der HD-Turbine, mit noch höheren Wirkungsgraden, aber auch höheren Investitionskosten ausführen. Neuere Anlagen mit noch höheren Eintrittstemperaturen bei Gasturbinen können in ausgefeilter Technik Wirkungsgrade bis zu 58% erreichen, noch höhere Werte bis 60% werden erwartet. Andererseits bevorzugen manche Kunden bei sehr niedrigen Brennstoffkosten auch GuD-Anlagen mit einfachen 1-Druckkesseln und niedrigeren spezifischen Investitionskosten.

Natürlich sind auch andere Maschinenanordnungen im Gebrauch, etwa Einwellenanlagen mit einer Gasturbine und einer Dampfturbine, bei denen der Generator zwischen beiden Turbinen angeordnet sein kann. Vorteilhaft sind dabei im Vergleich zu der genannten Anordnung von 3 Maschinensätzen der geringere Platzbedarf und der etwas höhere Gesamtwirkungsgrad der Anlage, da nur ein Generator etwa 3-facher Leistung benutzt wird. Die Dampfturbine wird häufig über eine lösbare Kupplung mit dem Generator verbunden, um die Gasturbine ohne Dampfturbine starten und belasten zu können.

Ein sehr modernes GuD-Kraftwerk mit Fernwärmeerzeugung wird zur Zeit in Berlin-Mitte errichtet, Bild 5 [10]. Bei diesem Kraftwerk arbeiten 2 Gasturbinen mit einer maximalen Leistung von je 136 MW_{el} mit einer nachgeschalteten Gegendruck-Dampfturbine zusammen. Der abströmende Dampf gibt seine Wärme in das Fernwärmenetz ab. Wegen des Gegendruckbetriebes erreicht der Dampfturbosatz nur eine Leistung von 108 MW_{el}, die Gesamtleistung des Kraftwerkes ist auf 380 MW_{el} und max. 380 MW_{th} ausgelegt, es soll wärmegeführt betrieben werden, d.h. maßgebend ist der jeweilige Wärmebedarf des Fernwärmenetzes.

Kohlevergasung

Das Hauptproblem der hinsichtlich der Wirkungsgrade und Emissionen hervorragenden GuD-Kraftwerke bilden die teuren und wertvollen Brennstoffe Erdgas und leichtes Heizöl. Es hat daher nicht an Versuchen gefehlt, Kohle bei Gasturbinenprozessen einzusetzen. Die direkte Nutzung der Kohle als Brennstoff scheitert bisher an den bereits erwähnten Aschebestandtei-

² GUD: Eingetragenes Warenzeichen der Siemens AG

len, die die Turbinenschaufeln wegen der hohen Strömungsgeschwindigkeiten in kurzer Zeit durch Erosion zerstören.

Die erfolgversprechende Entwicklung ist daher die Vergasung der Kohle und Reinigung des gewonnenen Gases, eine im Prinzip alte und bewährte Technik, die heute allerdings mit neuen Konzepten der Vergasung unter Druck erprobt wird. Bild 6 gibt das Grundsaltbild eines solchen Prozesses wieder [11]. Ein Teil der verdichteten Luft wird in flüssigen Stickstoff und Sauerstoff zerlegt, die restliche Luft wird den GT-Brennkammern als Verbrennungsluft zugeführt. Im Gasgenerator bildet sich unter Wärmeeinfluß aus der zugeführten Kohle und dem Sauerstoff Kohlenmonoxid CO als brennbares Gas. Das Gas wird von Staub und Schwefel gereinigt und als *Reingas* in den Brennkammern der Gasturbine verbrannt. Der bei der Luftzerlegung abgespaltete Stickstoff N₂ wird ebenfalls der Brennkammer als Teil des Arbeitsmittels zugeführt. An den Gasturbinenprozeß schließen sich wieder ein Abhitzekessel und eine Dampfturbine an. Die Gesamtwirkungsgrade solcher Anlagen liegen wegen der Energieverluste bei der Kohlevergasung mit heute möglichen Gasturbinenprozessen um 45% und damit erst im Bereich der Wirkungsgrade modernster Steinkohlekraftwerke. Jedoch werden die Eintrittstemperaturen der künftigen Gasturbinen noch weiter steigen, damit erhöhen sich auch in Zukunft die Wirkungsgrade der Gesamtprozesse. Heutige Versuchsanlagen dienen daher der Gewinnung von Erfahrungen, um künftig GuD-Kraftwerke umweltfreundlich und wirtschaftlich mit Kohle als Brennstoff betreiben zu können.

Eine größere Pilot-Anlage wurde in Europa mit einer Nettoleistung von 230 MW_{el} im niederländischen Buggenum in Betrieb genommen. Bezeichnenderweise stammt die Kohledruckvergasung von der SHELL AG, man kann daraus erkennen, welche Anstrengungen heutige Mineralölfirmer für die Zukunftssicherung unternehmen, wenn eines nicht mehr allzufernen Tages die Erdölvorkommen zur Neige gehen. Weltweit sind eine Reihe von Pilot-Anlagen in Betrieb oder im Bau. Die bisherigen Ergebnisse sind technisch zufriedenstellend, jedoch die spezifischen Investitionskosten noch zu hoch, um einen rentablen Betrieb zu ermöglichen.

Weitere kombinierte Kraftwerksprozesse

Die Erweiterung bereits bestehender - meist kohlebefeuerter - Dampfkraftwerke durch *Vorschalten* [12] einer erdgas- oder (selten) auch ölgefeuerten Gasturbine ist eine kostengünstige und wirkungsgradsteigernde Nachrüstungsmöglichkeit - das 'Topping', Bild 7. Das Abgas einer Gasturbine mit den genannten hohen Temperaturen beinhaltet nicht nur eine große Wärmeenergie, sondern auch noch einen Restsauerstoffgehalt von etwa 15% gegenüber dem ursprünglichen Luftsauerstoffanteil von 21%, da die Flammen in den Brennkammern nur einen Teil des Luftsauerstoffes benötigen. Wärmeenergie und Restsauerstoffgehalt lassen sich daher im Dampfkessel noch als vorgewärmte 'Frischluf' für die Kohlefeuerung des normalen Dampf-

kraftprozesses nutzen. Die Wirkungsgrade solcher Kombiblöcke erreichen dann etwa 45%, das Leistungsverhältnis von Gasturbine/Dampfturbine liegt bei etwa 1:6 bis 1:8.

Eine weitere - allerdings seltenere - Schaltungsvariante vorzugsweise für Neuanlagen mit Kohle als Hauptbrennstoff und Erdgas oder Heizöl als Zusatzbrennstoff ist die *Parallelschaltung* eines kohlebefeueren Hauptdampferzeugers und eines unbefeueren Abhitzekessels, der ähnlich dem GuD-Prozeß die Abwärme der Gasturbine zur Dampferzeugung nutzt, Bild 8. Der Dampfstrom wird an geeigneter Stelle in die nachgeschaltete Dampfturbine eingespeist. Die Wirkungsgradverbesserung hängt von den gewählten Dampfparametern und vom Leistungsverhältnis Gasturbine/Dampfturbine ab, üblicherweise im Bereich um etwa 1:5 bis 1:6.

Ausblick

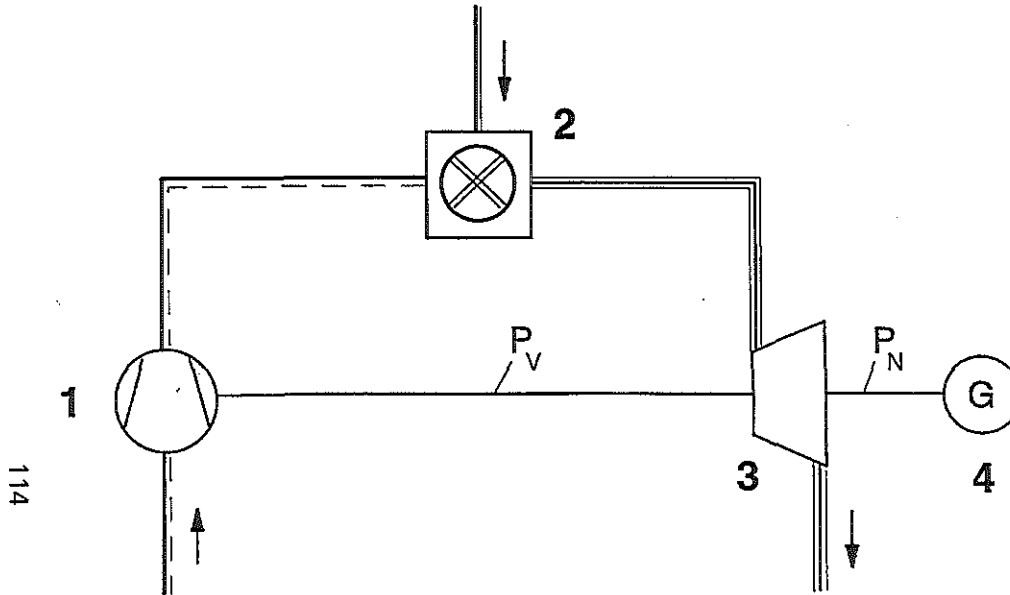
Bild 9 zeigt die erreichbaren Wirkungsgrade verschiedener Kraftwerksprozesse in Abhängigkeit der 'ISO-Prozeßeintrittstemperatur'. Die werkstofftechnisch und kühltechnisch wichtige Größe ist - wie bereits erläutert - die tatsächliche Gastemperatur mit heute erreichbaren Werten bis zu $> 1400^{\circ}\text{C}$ vor der ersten Turbinenleitschaufelreihe. Diese liegt je nach Art der Schaufelkühlung um etwa 180 bis 250° über der hier als Maß benutzten ISO-Prozeßeintrittstemperatur. Weiter verbesserte Kühlverfahren und keramische Beschichtungen sowie auch Dampfkühlung für die Turbinenschaufeln in den ersten Stufen werden weiter steigende Gaseintrittstemperaturen und damit weitere Wirkungsgradverbesserungen der großen stationären Gasturbinen und auch der GuD-Prozesse ermöglichen [8;13].

Einen interessanten Vorschlag für künftige Kraftwerke in sonnereichen Gegenden zeigt das letzte Bild 10 [14]. Anstelle autarker solarthermischer 'Solarfarmkraftwerke' nur mit Parabolspiegel-Konzentratoren wird eine Kombination mit einem GuD-Prozeß vorgeschlagen. Die Solarstrahlung dient als 'Fuel Saver', indem die Gasturbinenleistung in dem Maße zurückgenommen wird wie solar erzeugter Dampf zur Verfügung steht. Von wesentlicher Bedeutung ist hier die Direktverdampfung des Wassers in den Parabolspiegel-Kollektoren, deren technische Lösung erst in jüngster Zeit vorgestellt worden ist. Ein GuD-Kraftwerk mit einem derartigen 'Fuel Saver' oder 'Fuel Booster' könnte nach derzeitigen Abschätzungen bei gleichem Brennstoffeinsatz etwa 40% mehr elektrische Energie als ein nur erdgasbefeuerter GuD-Kraftwerk liefern.

Literatur:

- [1] Riedle, K., Rukes, B., Wittchow, E. (1990): Die Erhöhung des Kraftwerkswirkungsgrades in Vergangenheit und Zukunft. VGB 'Kraftwerkstechnik 2000'.

- [2] Maslak, C.E., Tomlinson, L.O.(1995): GE Combined-Cycle Experience, Druckschrift GER-3651D, GE Company, Schenectady, NY, 1995.
- [3] Deblon, B. (1994): How High Quality Maintenance Assures Reliable Gas Turbine Operation. Publikation für "Power Gen Asia '94", Siemens AG, Bereich Energieerzeugung, Erlangen 1994.
- [4] Keppel, W. (1994): 20 Jahre Gasturbinen Typ 13: von 55 bis 165 MW - Spiegelbild einer Evolution. VGB Kraftwerkstechnik 74 (1994) 4.
- [5] Becker, W., Finckh, H.H. (1996): Die 3A-Gasturbinen kombinieren bewährte und neue KWU-Technologie mit Triebwerk-Know-how. Siemens Power-Journal 2/95, Erlangen 1995.
- [6] Brandt, D.E., Wesorick, R.R.(1994): GE gas turbine design philosophy, Druckschrift GER-3434D, GE Company, Schenectady, NY, 1994.
- [7] Kehoe, P.T.(1994): Steam Turbines for STAG Combined-Cycle Power Systems, Druckschrift GER-3582C, GE Company, Schenectady, NY, 1994.
- [8] Balling, L., Joyce, J.S., Rukes, B. (1995): Die neue Generation fortschrittlicher GUD-Anlagen. Siemens Power-Journal 2/95, Erlangen 1995.
- [9] Das GUD-Kraftwerk Ambarli - Ein Kraftwerk setzt Maßstäbe. Druckschrift der Siemens AG, Bereich Energieerzeugung, Erlangen 1993.
- [10] Jeß, H., Roser, G. (1995): Kombiheizkraftwerk Mitte - saubere Elektrizität und Fernwärme für Berlins Stadtzentrum, in: ABB Technik 1/95.
- [11] The Puertollano Integrated Coal Gasification Combined Cycle (IGC-GUD®) Power Plant in Spain (Plant Description), Druckschrift der Siemens AG, Bereich Energieerzeugung, Erlangen 1995.
- [12] Heusinger, K., Wittchow, E. (1994): Leistungssteigerung fossilbefuerter Dampfkrafterke durch Umbau zu kombinierten Anlagen, in: SIEMENS Power-Journal 2/94.
- [13] Tomlinson, L.O., Moore, J.H., Maslak, C.E., Smith, R.W.(1995): Advanced Technology Combined Cycles, Druckschrift GER-3936, GE Company, Schenectady, NY, 1995.
- [14] Ökonomie und Ökologie im Konsens, in: Kraftwerk-Perspektiven '94, Jahresbericht des SIEMENS-Bereiches Energieerzeugung, Erlangen 1995.

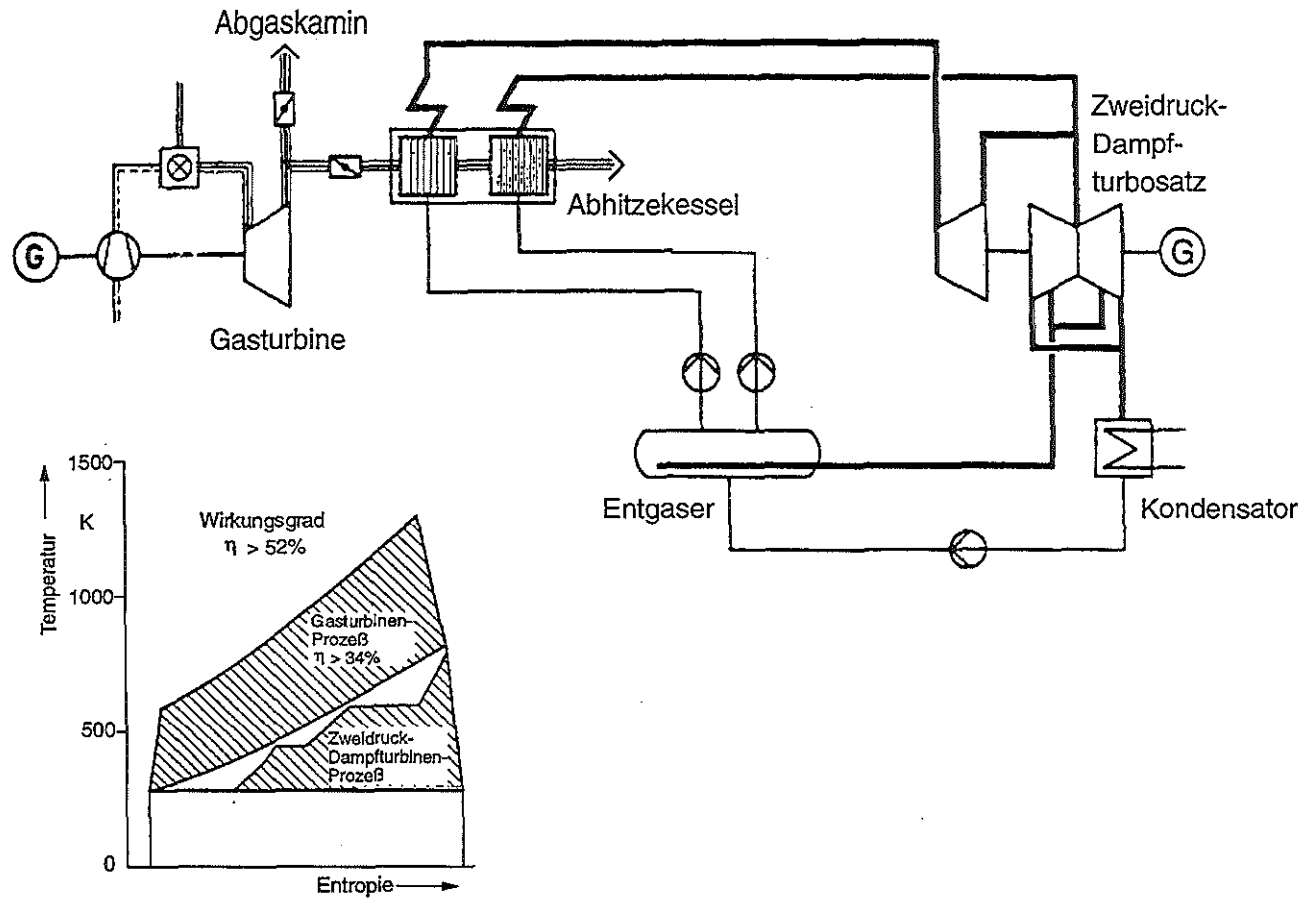


1 Verdichter

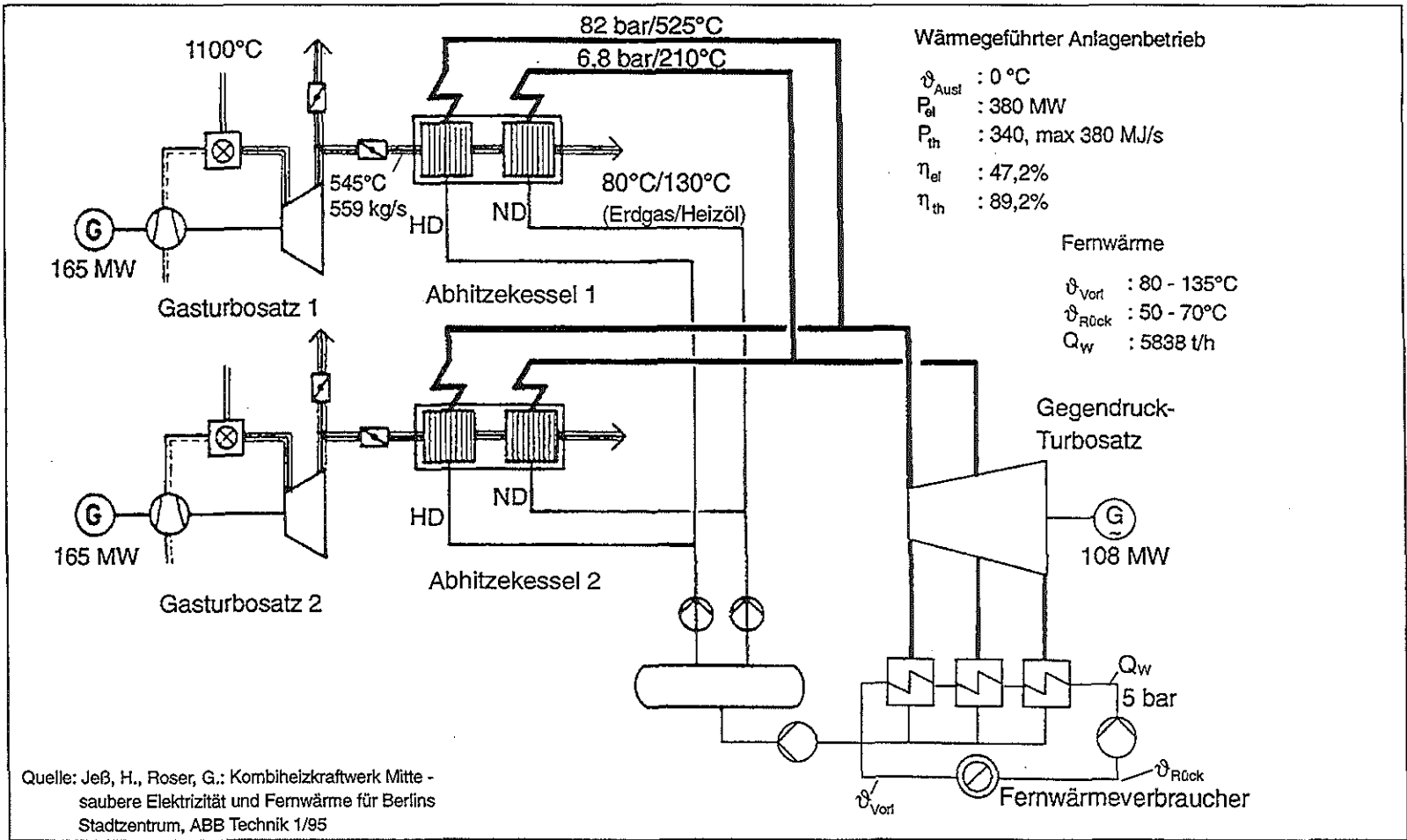
2 Brennkammer

3 Turbine

4 Generator



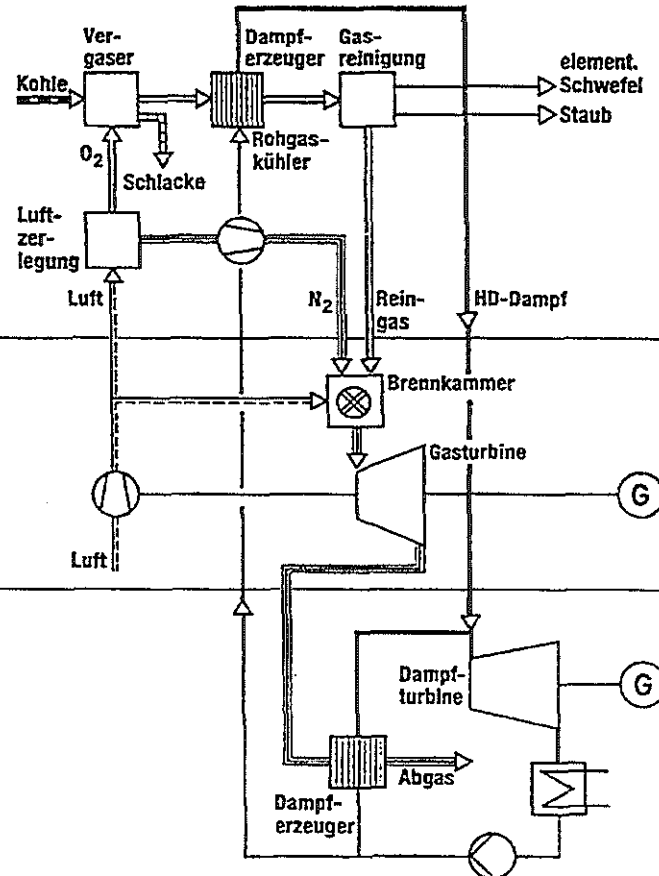
- Wirtschaftlichkeit
 - optimaler Brennstoffeinsatz
 - niedrige spezifische Investitionskosten
 - geringe Anfahrverluste
 - hohe Teillastwirkungsgrade
- Umweltfreundlichkeit
 - geringer Kühlwasserbedarf
 - geringe Schadstoffemissionen
 - geringer Platzbedarf
- Auslegung und Betrieb
 - einfacher Aufbau
 - möglicher schrittweiser Ausbau
 - kurze Lieferzeiten
 - geringer Personalbedarf
 - verbrauchernahe Standorte
 - kurze Startzeiten
- Zukunftsperspektiven
 - weitere Wirkungsgradverbesserungen
 - umweltfreundliche Kohlenutzung durch integrierte Kohlevergasung

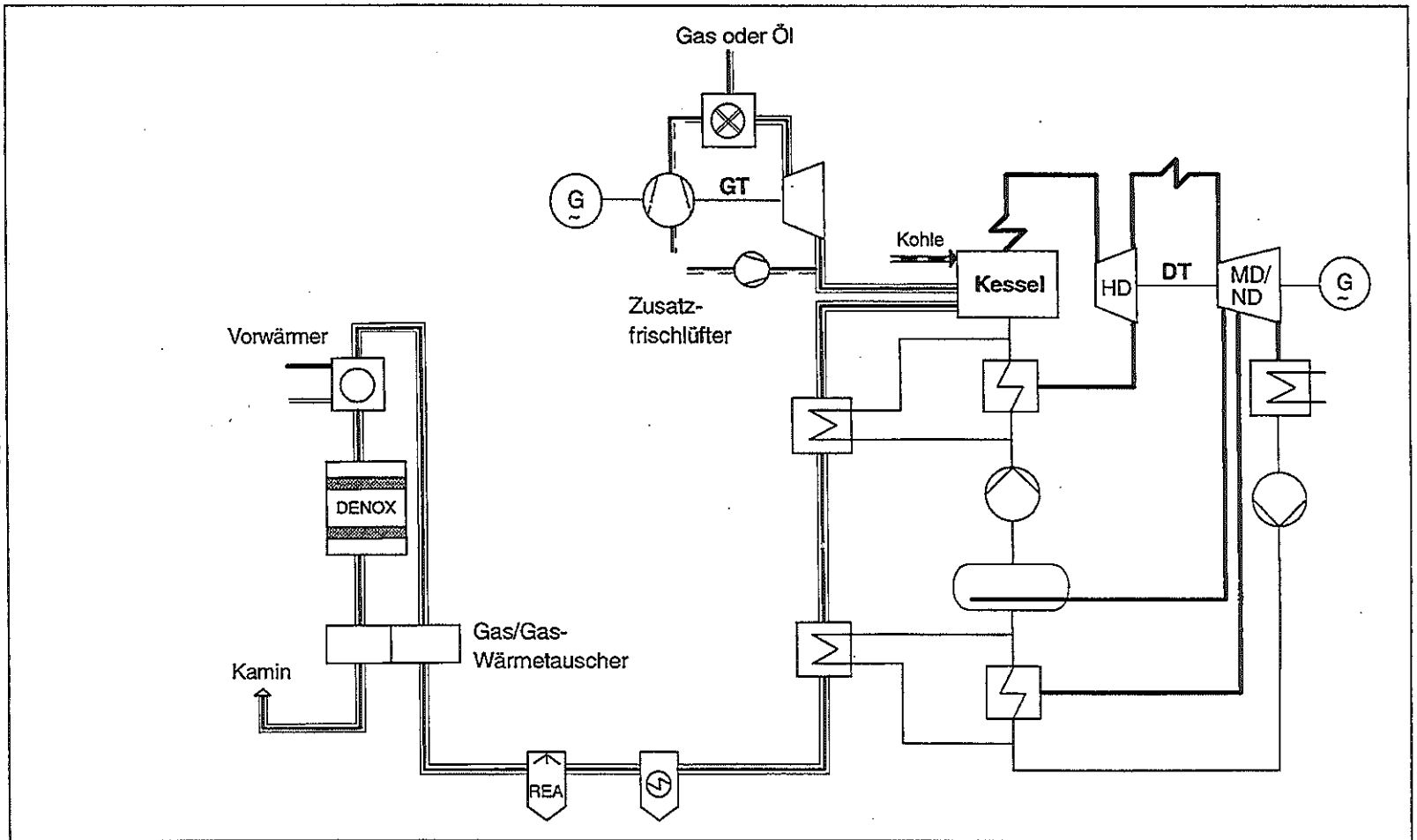


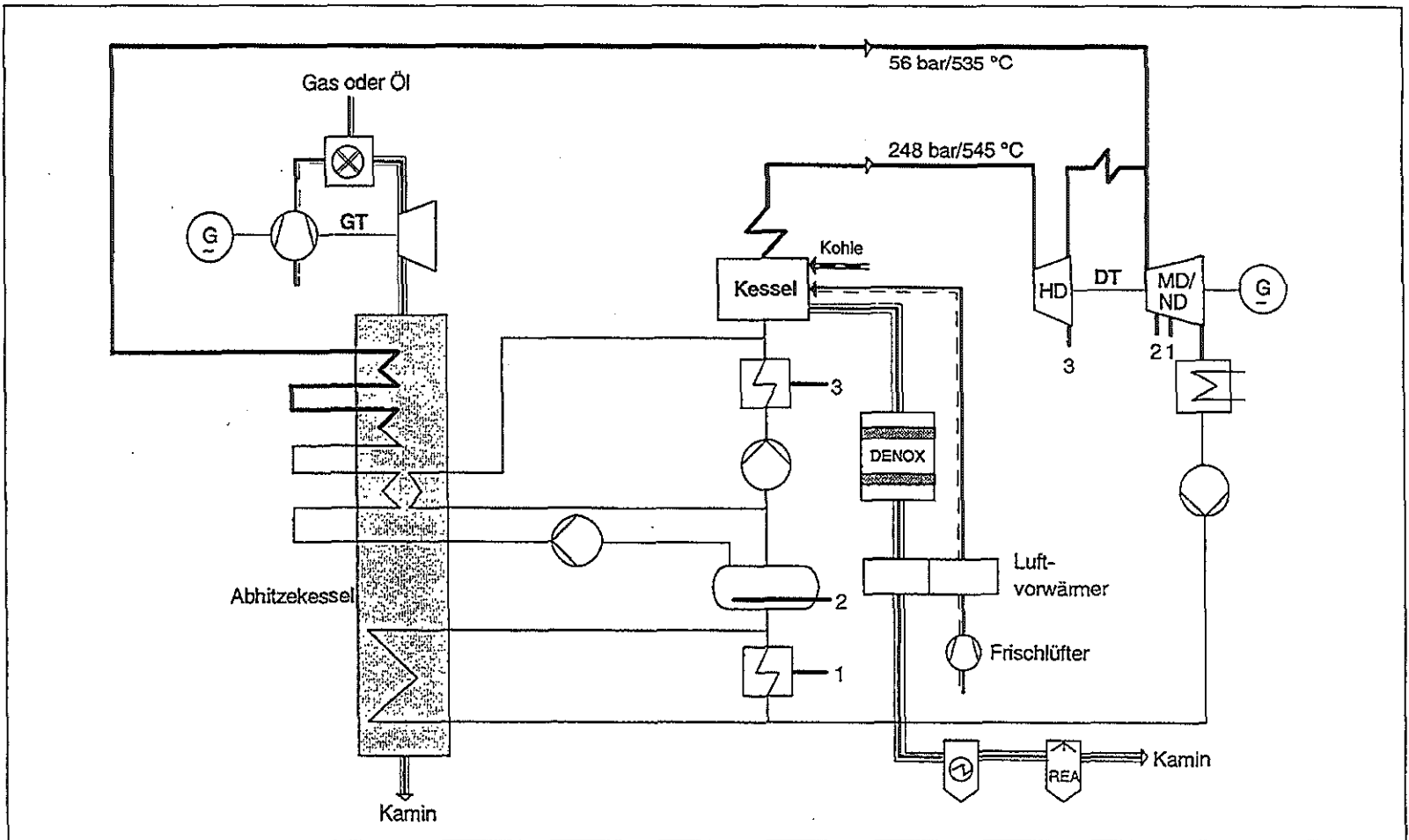
Gaserzeugung

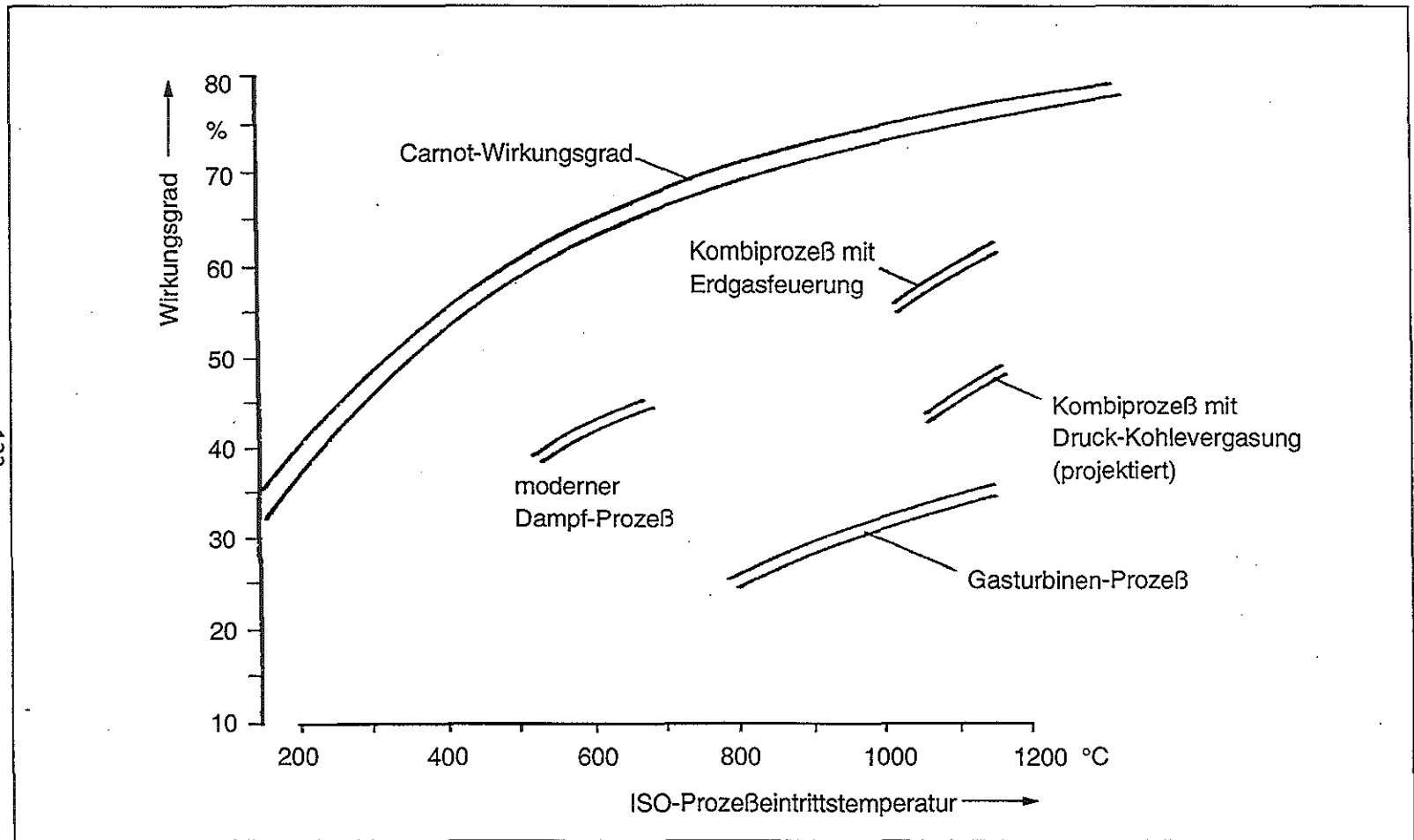
Gasturbinen- kraftwerk

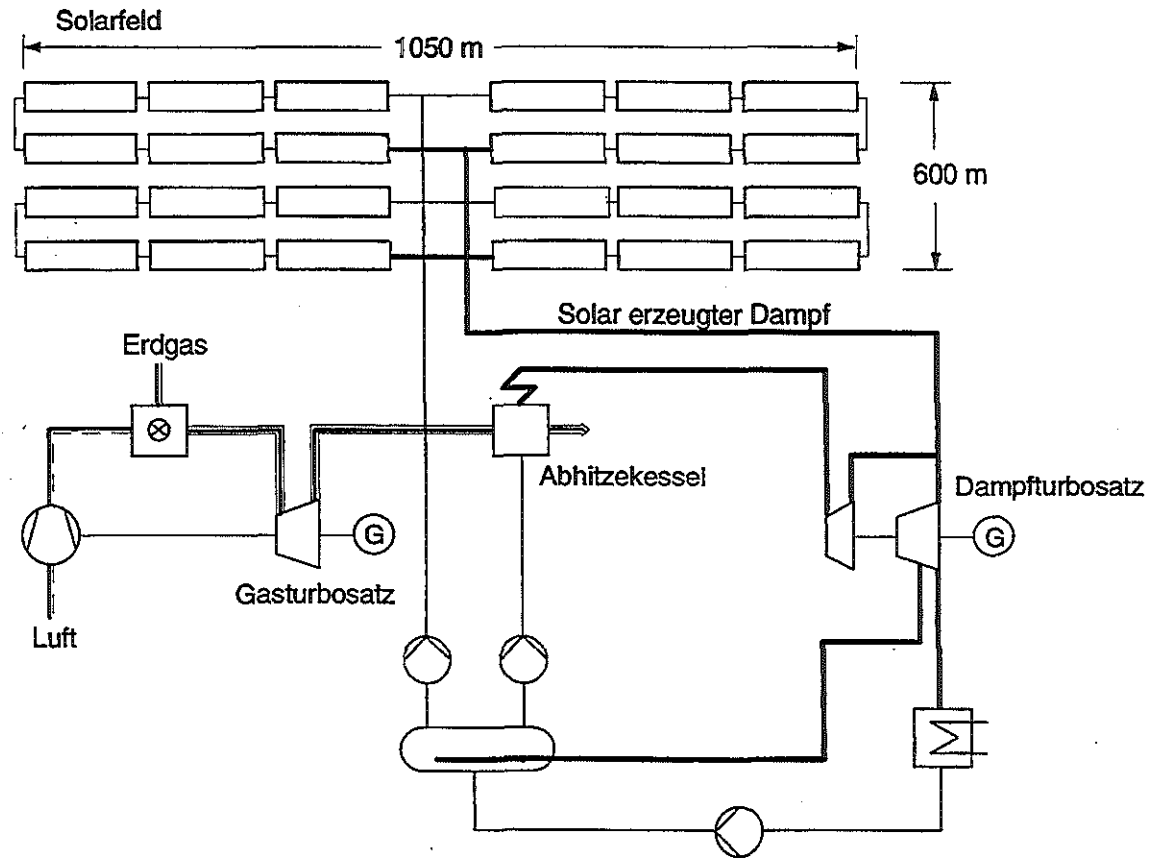
Dampfturbinen- kraftwerk











Kraft-Wärme-Kopplung

Univ.-Prof. Dr.-Ing. R. Pruschek, Dipl.-Ing. H. Vogelsang

Fachbereich 12, Maschinenwesen

Universität GH Essen

45117 Essen

1 Einleitung

In der öffentlichen Diskussion und energiepolitischen Debatte werden ressourcenschonende, die Umwelt möglichst wenig belastende Technologien zur Gewinnung von Energieträgern, zur Umwandlung in End- und Nutzenergie sowie zur sparsamen Energieverwendung gefordert. Beiträge zur Energieeinsparung und Emissionsminderung können durch die Vermeidung unnötigen Verbrauchs, Verbesserung von Nutzungsgraden der Energieumwandlungskette, rationellen Einsatz in der Produktion, durch Energierückgewinnung und andere Maßnahmen geleistet werden. Besondere Aufmerksamkeit ist dabei den Einsparpotentialen im Endenergieverbrauch, d.h. bei der Energienutzung, zu widmen. Der nach Ausschöpfung solcher Maßnahmen verbleibende Strom- und Wärmebedarf sollte möglichst effizient und umweltschonend gedeckt werden. Dabei haben die Versorgungsunternehmen die Verpflichtung, die leitungsgebundenen Endenergien sicher, ausreichend und kostengünstig bereitzustellen. In Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen können Strom und Wärme effizient und umweltschonend erzeugt werden.

2 Kennzahlen, Energieeinsparung, CO₂-Emissionsminderung

Die Eigenschaften verschiedener KWK-Techniken lassen sich u.a. durch dimensionslose Kennzahlen charakterisieren. Die Stromkennzahl σ einer Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage ist als das Verhältnis der elektrischen Leistung zur Nutzwärmeleistung \dot{Q}_N definiert:

$$\sigma = \frac{P}{\dot{Q}_N} \quad (1)$$

Die Wärmeausbeute (auch: thermischer Wirkungsgrad, reine KWK-Wärme ohne Bewertung der Stromerzeugung) stellt das Verhältnis von der Nutz-Wärme-Leistung \dot{Q}_N (Prozeß-Dampf, Raumwärme, Heizwasser, etc.) zur aufgewendeten Brennstoffleistung \dot{W}_B dar:

$$\alpha = \frac{\dot{Q}_N}{\dot{W}_B} \quad (2)$$

Die Stromausbeute (auch: elektrischer Wirkungsgrad, reine KWK-Stromerzeugung ohne Bewertung der Wärmeerzeugung) ist das Verhältnis von der elektrischen Leistung P zur aufgewendeten Brennstoffleistung \dot{W}_B :

$$\beta = \frac{P}{\dot{W}_B} \quad (3)$$

Das Verhältnis der Summe aus Wärmeleistung \dot{Q}_N und elektrischer Leistung P bezogen auf die eingesetzte Brennstoffleistung \dot{W}_B ist der Brennstoffausnutzungsgrad (auch: energetischer Nutzungsfaktor):

$$\omega = \alpha + \beta = \frac{\dot{Q}_N + P}{\dot{W}_B} \quad (4)$$

Diese Kennzahl sollte nicht als Wirkungsgrad bezeichnet und nicht mit dem Wirkungsgrad reiner Stromerzeugungsanlagen verglichen werden. Im Zähler des Brennstoffausnutzungs-faktors ω werden die elektrische Nutz- und Heizwärmeleistung als thermodynamisch gleichwertig behandelt, was nicht korrekt ist.

Durch Angabe von zwei der in Gl. (1) - (4) aufgeführten Kennzahlen sind die beiden anderen vollständig bestimmt. In Abb. 3 ist der funktionale Zusammenhang zwischen der Stromkennzahl σ , dem Brennstoffausnutzungsgrad ω und der Stromausbeute β dargestellt. Bei gleichem Brennstoffausnutzungsgrad ergibt sich bei höherer Stromausbeute auch eine höhere Stromkennzahl. Eine hohe Stromkennzahl ohne Angabe der Nutzwärmeausbeute sagt nichts über die Güte der KWK-Anlage aus (vergl. z.B. Entnahmekondensationskraftwerk $\omega = 0,5$, $\sigma = 1,3$ mit BHKW $\omega = 0,9$, $\sigma = 0,9$).

Insbesondere hat die isolierte Betrachtung und Gegenüberstellung der Wirkungsgrade von Kondensationskraftwerken und der Brennstoffausnutzungsfaktoren von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (oft als Gesamtwirkungsgrade bezeichnet) keine Aussagekraft. Eine energetische und ökologische Bewertung der Kraft-Wärme-Kopplung ist nur durch einen

Vergleich mit Versorgungssystemen zur getrennten Erzeugung von Strom und Wärme unter Zugrundelegung gleicher Strom- und Wärmeerzeugung möglich. Der Systemvergleich auf der Basis von Kennzahlen für gekoppelte und getrennte Energieversorgungssysteme muß sehr sorgfältig geführt werden.

Die Differenz zwischen dem Brennstoffaufwand für die getrennte Erzeugung der elektrischen Arbeit W bzw. der elektrischen Leistung P und der Nutzwärme bzw. des Nutzwärmestroms \dot{Q}_N minus Brennstoffaufwand für die gekoppelte Erzeugung der gleichen Nutzenergieströme ist die Brennstoffeneersparung.

Auf die KWK-Stromerzeugung bezogen ergibt sich daraus die spezifische Brennstoffeneersparung:

$$\Delta w_B = w_{B_s} - w_{B_{KWK}} = \left[\frac{1}{\eta_s} + \frac{1}{\sigma \eta_K} \right] - \left[\frac{1}{\omega} \left(1 + \frac{1}{\sigma} \right) \right] \left[\frac{\text{kWh Brennstoffenergie}}{\text{kWh el. Arbeit KWK}} \right] \quad (5)$$

(Formelzeichen siehe Anhang Seite 16).

Dabei gilt folgender Zusammenhang:

$$\omega = \beta \cdot \left[1 + \frac{1}{\sigma} \right]. \quad (6)$$

Hierzu ist anzumerken, daß die eingesparte Brennstoffenergie zwar auf 1 kWh elektrische Arbeit bezogen wird, daß aber dabei auch $1/\sigma$ kWh Wärme erzeugt werden.

Für die Ermittlung der CO₂-Emissionsminderung durch KWK benötigt man nicht nur die Wirkungsgrade bzw. Nutzungsgrade der Kraftwerke, sondern auch Angaben über die spezifischen CO₂-Emissionskoeffizienten der Brennstoffe bzw. den Kohlenstoffgehalt aller im Anlagensystem zum Einsatz kommenden Energieträger im "Mix". Der Durchschnitts-Jahresnutzungsgrad aller Kraftwerke der öffentlichen Elektrizitätsversorgung ergibt sich z.B. in den ABL 1990 aus der von den Verbrauchern bezogenen elektrischen Arbeit dividiert durch den Primärenergieeinsatz zu $\eta_s = 0,32$. Hierin sind auch die Verluste durch Transport, Umspannung und Verteilung berücksichtigt. Der Durchschnitts-Jahresnutzungsgrad der Steinkohlekraftwerke in der öffentlichen Elektrizitätserzeugung beträgt $\eta_{SK} = 0,34$, der von Braunkohlekraftwerken $\eta_{BK} = 0,30$ (jeweils einschließlich Netzverluste). Im Mix tragen auch Kernkraftwerke, Wasserkraft und zu einem geringen Teil auch Gaskraftwerke zur Stromerzeugung bei.

Die spezifische CO₂-Emission betrug in den ABL im Jahr 1990 je kWh vom Verbraucher

bezogene elektrische Energieeinheit $\varepsilon_s = 0,6054$ kg. Die Stromerzeugung in Steinkohlekraftwerken der öffentlichen Elektrizitätsversorgung verursacht $0,9785$ kg CO_2/kWh , die in Braunkohlekraftwerken $1,357$ kg CO_2/kWh , jeweils unter Berücksichtigung der tatsächlichen Jahresnutzungsgrade und der Netzverluste.

Die spezifischen CO_2 -Emissionsfaktoren für die zu betrachtenden KWK-Anlagen und Wärmeerzeugungsanlagen richten sich nach dem jeweils eingesetzten Brennstoff.

Die auf die elektrische Energieeinheit bezogene CO_2 -Emissionsminderung ergibt sich zu:

$$\Delta c_B = c_{B_s} - c_{B_{\text{KWK}}} = \left[\varepsilon_s + \frac{\varepsilon_K}{\sigma \eta_K} \right] - \left[\frac{\varepsilon_{\text{KWK}}}{\omega} \left(1 + \frac{1}{\sigma} \right) \right] \left[\frac{\text{kg CO}_2}{\text{kWh el. Arbeit KWK}} \right] \quad (7)$$

(Formelzeichen siehe Anhang Seite 4).

Bei der Interpretation der Gl. (5) und Gl. (7) ist zu beachten, daß sich die spezifische Einsparung und CO_2 -Minderung zwar auf die mittels KWK erzeugte elektrische Energieeinheit, dabei aber auch $1/\sigma$ Energieeinheiten "Wärme" berücksichtigt sind. Eine Aufteilung auf die Koppelprodukte ist nicht möglich.

Brennstoffenergieeinsparung je kWh Stromerzeugung plus $1/\sigma$ kWh Wärmeerzeugung in KWK-Anlagen gegenüber getrennter Erzeugung $\Delta w_B = 1,785$ kWh Brennstoff/kWh el. Arbeit KWK		Berechnete spezifische CO_2 -Emissionsminderung bzw. Mehremission
gekoppelte Erzeugung	getrennte Erzeugung	Δc in [kg CO_2/kWh el. Arbeit KWK]
KWK-Anlage Annahmen: $\sigma = 0,4$; $\omega = 0,85$; $\varepsilon_G = 0,204$ kg/kWh Erdgas; $\varepsilon_{\text{SKK}} = 0,335$ kg/kWh Steinkohle;	öffentliche Stromversorgung Annahmen bzw. aus Statistiken: $\eta_s = 0,32$; $\eta_K = 0,9$ $\varepsilon_s = 0,6054$ kg/kWh el. Arbeit aus Brennstoffmix; $\varepsilon_{\text{SKK}} = 0,9767$ kg/kWh el. Arbeit aus Steinkohle-Kraftwerken;	
a) Steinkohle: ε_{SKK}	Brennstoffmix Strom: ε_s	- 0,035 (Mehremiss.)
b) Steinkohle: ε_{SKK}	Steinkohlekraftwerke: ε_{SKK}	0,379
c) Erdgas: ε_G	Steinkohlekraftwerke: ε_{SKK}	0,876
d) Erdgas: ε_G	Brennstoffmix Strom: ε_s	0,504

Tab. 1: Bezogene CO_2 -Emissionsminderung bei Einsatz verschiedener Brennstoffe für die Koppelerzeugung und getrennte Erzeugung bei jeweils gleicher Energieeinsparung; Wärmeerzeugung in Industrieheizwerken mit $\eta_K = 0,9$; $\varepsilon_K = 0,266$ kg/kWh Brennstoffmix für Wärmeerzeugung.

Die in Tab. 1 angeführten Zahlenbeispiele und das Diagramm (Abb. 6) verdeutlichen, daß bei gleicher Energieeinsparung unterschiedliche CO₂-Emissionsminderungen erzielt werden. Die CO₂-Emissionsminderung durch KWK ist nicht nur proportional zur Reduzierung des Brennstoffverbrauchs, sondern hängt auch vom Kohlenstoff-Gehalt der verwendeten Einsatzenergien ab. Deswegen ergibt sich trotz Energieeinsparung in einem der angeführten Fallbeispiele sogar eine CO₂-Mehremission, nämlich bei der Verdrängung von Strom der öffentlichen Versorgung aus dem Brennstoffmix durch Einsatz steinkohlebefeuerter KWK-Anlagen (Fall A). Umgekehrt ist bei Umstellung auf erdgasbefeuerte KWK-Anlagen die relative CO₂-Emissionsminderung größer als die entsprechende Energieeinsparung. Diese erhöhte CO₂-Emissionsminderung ist auf den geringeren Kohlenstoffgehalt des Erdgases zurückzuführen.

3 Technik der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)

Unter Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) wird die gleichzeitige Erzeugung von mechanischer oder elektrischer Arbeit und Nutzwärme in einer technischen Anlage verstanden.

Die Nutzung der KWK ist mit der Einführung des Dampfkraftwerks in der industriellen Energiewirtschaft eng verbunden. Das Dampfkraftwerk bildet auch heute noch in seiner vielgestaltigen Ausführung die Basis sowohl der öffentlichen Elektrizitätserzeugung wie auch der industriellen Kraft-Wärme-Wirtschaft. In den vergangenen Jahren wurden in der KWK-Technik erhebliche Fortschritte erzielt und Neuerungen eingeführt.

Neben der Kraft-Wärme-Kopplung in Dampfkraftwerken kann die gleichzeitige Erzeugung von Strom und Wärme auch mit andren Energiewandlungsverfahren ausgeführt werden. Folgende Technologien stehen zur Verfügung (Abb. 7 und 8):

- Dampfkraftwerk mit Gegendruckturbine
- Dampfkraftwerk mit Entnahmekondensations- oder Entnahmegegendruckturbine
- Gasturbine mit Abhitzeessel
- Gas-Dampfturbinen-Kombikraftwerk mit entsprechender Gestaltung der Dampfturbine
- Verbrennungsmotor mit Kühlwasser- und Abgaswärmeaustauscher (BHKW)
- Brennstoffzellen-Anlage mit Abwärmenutzung (derzeit insbesondere mit PAFC).

Hinsichtlich des Betriebsverhaltens werden die KWK-Anlagen unterteilt in Anlagen mit einem und zwei Freiheitsgraden. Bei der ersten Kategorie stehen Strom und Wärmeerzeugung in einem festen Verhältnis, die Stromkennzahl σ ist bei einer ausgeführten Anlage nicht

veränderbar. Anlagen mit zwei Freiheitsgraden ermöglichen hingegen die Anpassung von Strom- und Wärmeerzeugung an den Bedarf, die Stromkennzahl kann innerhalb gewisser Grenzen eingestellt werden (Abb. 10).

Für die thermodynamische Betrachtung (Energieeinsparung) ist es von Bedeutung, ob die Nutzwärme-Auskopplung eine Stromeinbuße verursacht oder keine relevante Auswirkung auf die Stromerzeugung zur Folge hat. Bei Gasturbinen und Verbrennungsmotoren fällt die Abwärme bei höheren Temperaturen als Enthalpie der Abgase und des Kühlwassers unvermeidlich an. Bei Dampfturbinen ist die Nutzwärme in Form von teilentspannten Dampf nur unter Verzicht auf die völlige Entspannung vom Gegendruck bzw. Entnahmedampfdruck auf Kondensatordruck auszukoppeln. Die Brennstoffenergieeinsparung ist in diesem Fall vom Temperaturniveau der Nutzwärmeauskopplung abhängig.

Nachfolgend wird ein kurzer Überblick über die Einsatzgebiete, Betriebseigenschaften und Kennzahlen der genannten KWK-Techniken gegeben.

Das *Dampfkraftwerk mit Gegendruckturbine* ist durch eine während des Anlagenbetriebs feste Stromkennzahl charakterisiert, die auslegungsbedingt vom Frischdampfdruck, Gegendruck bzw. Nutzt Temperaturniveau abhängt. In erster Näherung bleibt die Stromkennzahl auch im Teillastbetrieb konstant, d.h. auf unterschiedliche Bedarfsverhältnisse von Strom und Wärme kann die Anlage nicht entsprechend reagieren. Vorteilhaft ist das im Vergleich zu anderen Dampfkraft-Varianten einfache Anlagenkonzept und die geringere Investition.

Bei *Entnahmekondensations-Anlagen* kann die Stromkennzahl je nach Auslegung über einen größeren Lastbereich für einen unterschiedlichen Bedarf an Strom und Wärme eingestellt werden (Abb. 10). Hohe Stromkennzahlen bedingen allerdings einen geringeren Brennstoffausnutzungsgrad, da sich mit sinkender Dampfentnahme der Brennstoffausnutzungsgrad an den Wirkungsgrad des Kondensationsdampfkraftwerkes annähert. Die Prozeßdampfentnahme erfolgt in der Regel zwischen Hochdruck- und Niederdruckgehäuse. Mit Hilfe einer Stauklappe, die für die geregelte Entnahme kennzeichnend ist, kann der Druck des Entnahmedampfes bei verschiedenen Lastzuständen annähernd konstant gehalten werden. Zusätzlich kann der Dampfturbine z.B. für die energetisch vorteilhafte Regenerativ-Speisewasservorwärmung Anzapfdampf entnommen werden. Zur Erhöhung der Flexibilität werden die Turbinen auch mit Wanderanzapfungen ausgeführt. Asymmetrische Dampfturbinen ermöglichen die optimale Anpassung an einen Prozeßdampf- oder Heizwärmebedarfsfall.

Die Vorteile der Entnahme-Kondensationsanlagen liegen in der Flexibilität hinsichtlich des Verhältnisses von Strom- zu Wärmebedarf. Sie erfordern höhere Investitionen als Gegendruckanlagen.

Moderne *Gasturbinen* weisen Abgastemperaturen von 500 bis fast 600 °C auf. Durch die hohen Abgastemperaturen ist nicht nur die Erzeugung von Heizwasser, sondern auch von Prozeßdampf möglich. Da die Nutzung der Abgasenthalpie in einem Abhitzekessel den Wirkungsgrad der Gasturbine nur wenig beeinflusst (Rückstau infolge Strömungswiderstände), entspricht bei dieser KWK-Betriebsweise die Stromausbeute etwa dem elektrischen Wirkungsgrad im Solo-Betrieb (ohne Abwärmenutzung). Neben der Ausnutzung der Gasturbinen-Abgashitze zur Wärmeerzeugung kann sie auch ganz oder teilweise zur Erhöhung der Stromausbeute z.B. für Regenerativ-Vorwärmung der verdichteten Luft, für Wasserdampferzeugung und Dampf-Eindüsung in die Gasturbinenbrennkammer (Cheng-Prozeß, STIG-Prozeß) oder zur Aufheizung von Druckwasser und Aufsättigung der Verbrennungsluft (Humid Air Turbine, HAT) genutzt werden. Eine weitere Prozeß-Verbesserungsmöglichkeit besteht in der Zwischenerhitzung des Gasturbinenarbeitsmittels. Je nach Ausführung kann durch diese Maßnahme die Gasturbinenaustrittstemperatur angehoben und damit der Temperaturbereich für die Abhitzennutzung über 550 °C hinaus gesteigert werden. In einem Abhitzekessel mit Zusatzfeuerung läßt sich die Abgastemperatur zusätzlich erhöhen, wobei der dafür aufgewendete Brennstoff allerdings nur mit dem Wirkungsgrad der nachgeschalteten Prozesse genutzt wird.

Gasturbinenanlagen müssen mit Edelbrennstoffen wie z.B. Erdgas oder Heizöl befeuert werden. An der Entwicklung von kohlebefeerten Gasturbinen wird gearbeitet. Solche Gasturbinen sind kommerziell noch nicht verfügbar.

Kombi-Heizkraftwerke bestehen aus Gas- und Dampfturbinen, wobei der Dampf vollständig oder teilweise aus der Gasturbinenabhitze erzeugt wird. Bei der Variante mit befeuertem Abhitzekessel können für Gasturbinenbrennkammer und Abhitzekessel unterschiedliche Brennstoffe zum Einsatz gelangen, z.B. Erdgas für die Gasturbine und Kohle (GUK) zur Dampferzeugung. Beim unbefeerten Abhitzekessel wird das Gasturbinenabgas zur Erzeugung von Dampf für den nachgeschalteten Dampfkraftkreislauf (GUD) genutzt und der Prozeß- oder Heizdampf bei gewünschter Temperatur und entsprechendem Gegendruck der Dampfturbine entnommen. Im Vergleich zum reinen Gasturbinen- und Dampfturbinenheizkraftwerk erhöhen sich die Stromkennzahl und die Stromausbeute infolge der verbesserten thermodynamischen Prozeßführung. Bereits vorhandene Gegendruck- und Entnahmedampfkraftwerke können durch Vorschalten von Gasturbinen zu Kombi-Heizkraftwerken ausgebaut werden. Hier sind

zwei Varianten möglich: bei der "Verbundschaltung" ist parallel zum vorhandenen Dampferzeuger eine Gasturbine mit Abhitzeessel zu installieren. Der im Abhitzeessel erzeugte Dampf wird in der Dampfturbine abgearbeitet. Diese muß an den zusätzlichen Dampfstrom angepaßt werden. Bei der "Kombi-Schaltung" wird die Gasturbinenabhitze im vorhandenen kohlebeheizten Kessel zur Dampferzeugung genutzt. Der vorhandene Kessel ist bei dieser Variante zu ertüchtigen oder zu ersetzen.

KWK-Anlagen auf der Basis von stationären *Verbrennungskraftmaschinen* (Gas- oder Dieselmotoren) werden als Blockheizkraftwerke (BHKW) bezeichnet. BHKW erreichen hohe Stromkennzahlen (0,8 bis 1) und hohe Brennstoffausnutzungsgrade (0,9). Neben dem Einsatz von Edelbrennstoffen (Erdgas, Kohlegas, Gichtgas, Benzin, Dieseldieselkraftstoff) lassen sich auch Klär-, Deponie-, Bio- und Holzgas als Brennstoff verwenden. Die Aufstellung der BHKW in unmittelbarer Nähe des zu versorgenden Verbrauchers ermöglicht die Anwendung der KWK in der Nahwärme- bzw. Einzelobjektversorgung.

Brennstoffzellen stellen im Hinblick auf örtliche Energieversorgungen eine interessante Alternative zu den Wärmekraft- und Verbrennungsmaschinen dar. In Brennstoffzellen wird die nach thermodynamischen Prinzipien vorteilhafte elektrochemische katalytische Brennstoffoxidation verwirklicht. Als Brennstoffe können Wasserstoff bzw. im Fall der Hochtemperatur-Brennstoffzellen Kohlenwasserstoffgase eingesetzt werden. Bei den mit Erdgas betriebenen Aggregaten (PAFC, MCFC) ist eine vorgelagerte Reformierung, bei der Verwendung von Kohlegas (SOFC) eine vorgelagerte Vergasung erforderlich. Für das Prinzip der KWK besonders geeignet scheinen die phosphorsauren und Hochtemperatur-Brennstoffzellen. Phosphorsaure Brennstoffzellen arbeiten in einem Temperaturbereich um 200 °C. Für die Erzeugung von Prozeßdampf oder Prozeßwärme in hohen Temperaturbereich ließen sich Hochtemperatur-Brennstoffzellen einsetzen, die jedoch noch nicht kommerziell verfügbar sind.

4 Planungsgrundlagen

Die Auslegung von KWK-Anlagen wird in den meisten Fällen auf der Basis von Dauerkennlinien durchgeführt. Eine solche Vorgehensweise geht von Erfahrungen über Strom- und Wärmelastgänge aus. Die thermische Leistung einer wärmegeführten KWK-Anlage kann als empirisch gemittelter Anteil (i.d.R. 20 bis 40 %) der Spitzenlast festgelegt bzw. aus der Dauerkennlinie bei Kenntnis der Mindestausnutzungsdauer der jeweiligen KWK-Anlage ermittelt werden. Die Bestimmung der Mindest-Ausnutzungsdauer $T_{a,min}$ erfolgt nach

Wirtschaftlichkeits-Kriterien. Unterhalb der Mindest-Ausnutzungsdauer ist der Strombezug aus dem öffentlichen Netz und die getrennte Wärmeerzeugung in Heizkesseln wirtschaftlich vorteilhafter als die Erzeugung in KWK-Anlagen. Selbstverständlich ergeben sich unter vergleichbaren wirtschaftlichen Rahmenbedingungen abhängig von der Einheitenleistung und Technik unterschiedliche Mindest-Ausnutzungsdauern für die verschiedenen KWK-Anlagen.

Die Mindest-Ausnutzungsdauer wird aus folgender Gleichung bestimmt:

$$\frac{k_{\text{KWK}} \cdot a_{\text{KWK}}}{T_a} + \frac{k_{\text{B,KWK}}}{\beta} - k_{\text{verg}} \cdot x \leq k_s \cdot (1-x) + \frac{k_K \cdot a_K}{\sigma \cdot T_a} + \frac{k_{\text{B,K}}}{\sigma \cdot \eta_K} \quad (8)$$

Die Mindest-Ausnutzungsdauer ergibt sich demnach zu:

$$T_{a,\min} \geq \frac{\zeta \cdot \frac{a_K}{\sigma} - \vartheta \cdot a_{\text{KWK}}}{\lambda \cdot \left(\frac{1}{\beta} - \frac{1}{\sigma \cdot \eta_{\text{HK}}} \right) - 1 + x \cdot (1-\mu)} \quad (9)$$

Die Formelzeichen in Gl. (8) und (9) sind im Formelzeichenverzeichnis Seite 16 aufgeführt.

Die den wirtschaftlichen Betrieb einer KWK-Anlage bestimmenden Parameter sind nach Gl. (8) und (9) der Brennstoffbezugspreis k_B , der Strombezugspreis k_s und die Einspeisevergütung k_{verg} für den aus der KWK-Anlage in das öffentliche Netz eingespeisten Strom sowie die jeweiligen mit den Annuitätsfaktoren (a_{KWK}) zu multiplizierenden spezifischen Fixkosten (Anlagenkosten). Bei der Abschätzung der KWK-Anlagenleistung aus Dauerkennlinien ist der Anteil x , der Einspeiseanteil an der Koppelstromerzeugung, abzuschätzen bzw. durch ein mathematisches Modell zu berücksichtigen.

In Abb. 13 ist eine Dauerkennlinie dargestellt, die beispielhaft den Wärmebedarf bei 500 °C einer ausgewählten Industriebranche wiedergibt. Die Mindestausnutzungsdauer betrage z.B. für den Einsatz von KWK-Anlagen $T_a = 2000$ h/a. Die Teilfläche A kennzeichnet den Spitzenwärmebedarf, der aufgrund zu geringer Ausnutzungsdauer mittels KWK-Anlagen nicht wirtschaftlich gedeckt werden kann. Außerdem ist in Rechnung zu stellen, daß bei geplanten und insbesondere unvorhergesehenen Stillständen der KWK-Anlagen ohne kostenintensive Reservehaltung ebenfalls Strombezug erforderlich sein wird. Dies ist in der Abb. 13 durch die Fläche C angedeutet. Die verbleibende Fläche B ist das KWK-Zubaupotential.

Genauere Planungsgrundlagen lassen sich aus Ganglinien-Analysen gewinnen. Unter Beachtung der anlagenspezifischen Stromkennzahl kann der Anteil der Eigenerzeugung am gleichzeitigen Jahresstrom- und Wärmebedarf bestimmt und eine genauere Aussage über die

Ausnutzungsdauer der Anlagen getroffen werden. Die Kenntnis von zeitlich hoch aufgelösten Bedarfsganglinien der jeweiligen Versorgungsobjekte ermöglicht ebenfalls eine genaue Bilanzierung der Einspeisung von Strom ins öffentliche Netz. Zu hohe Einspeiseanteile sind i.d.R. zu vermeiden. Je höher der Einspeiseanteil des erzeugten KWK-Stroms ist, desto mehr hängt die Wirtschaftlichkeit der Anlage von der Höhe der Einspeisevergütung durch das jeweilige EVU ab.

Für die Einspeisevergütung stehen verschiedene Ansätze zur Diskussion. Wertmaßstab für die Einspeisevergütung können die ersparten Kosten beim öffentlichen Elektrizitätsversorgungsunternehmen sein. So orientierte sich die Vergütungsregelung in der ersten Verbändevereinbarung 1979 zwischen BDI, VIK und VDEW an den "vermiedenen Kosten" in den Kondensationskraftwerken der EVU. Nach der Verbändevereinbarung von 1994 setzt sich die Vergütung für die Stromeinspeisung ins Nieder- und Mittelspannungsnetz aus Leistungs- und Arbeitspreisannteilen zusammen. Für KWK-Anlagen zur Deckung von Raumwärme läßt sich damit eine durchschnittliche Vergütung von 11,5 Pf/kWh errechnen. Eine höhere Vergütung schlägt die Fördergemeinschaft für Blockheizkraftwerke vor. Nach dem City-Gate-Modell ergäbe sich selbst bei einem aufwandsabhängigen Abschlag von 10 % vom durchschnittlichen Strompreis des weiterverteilenden EVU eine Einspeisevergütung von ca. 12,8 Pf/kWh. Günstige Einspeisevergütungen sind evtl. erzielbar, wenn KWK-Strom zu Spitzenlastzeiten abgegeben wird. Allerdings muß i.d.R. die Zeitverfügbarkeit für eine dem EVU zur Verfügung zu stellenden Soll-Leistung vertraglich garantiert (Grundmodell) werden. In einem erweiterten Modell für schwer vorhersehbare Einspeiseleistungen wird die Arbeitsverfügbarkeit bewertet. Die Vergütung liegt bei dem letztgenannten Modell allerdings ca. 10 % unter der des Modells mit Zeitverfügbarkeit.

Ein hoher Eigennutzungsanteil der erzeugten Endenergieströme wirkt sich positiv auf den wirtschaftlichen Betrieb einer Anlage aus. Durch den Einsatz von Wärmespeichern kann zu Zeiten hohen Strombedarfs die Eigenerzeugung von Strom mit Berücksichtigung der Zwischenspeicherung von Wärme realisiert werden. Auf diese Weise wird ein hoher Strombezug vermieden und bei auftretenden Wärmelasten kann die unter geringen Verlusten gespeicherte thermische Energie dem Speicher entnommen werden. Dieser dient in diesem Fall zur Synchronisierung der Lastgänge des Strom- und Wärmebedarfs sowie zu einer Verlängerung der Ausnutzungsdauer der installierten Anlage.

Die Mindestausnutzungsdauer von KWK-Anlagen ist sehr unterschiedlich. Unter derzeitigen Randbedingungen sollte die Jahresnutzungsdauer einer Gasturbine nicht unter 2000 h und einer Dampfkraftanlage sowie BHKW nicht unter 4000 h als Anhaltswert liegen. Lokal

unterschiedliche Rahmenbedingungen können zu anderen Ergebnissen führen. Im Einzelfall müssen die örtlichen Gegebenheiten sowie die technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen in die Planung einbezogen werden.

5 Kosten und Wirtschaftlichkeit

Für die Investitionsentscheidung sind Kenntnisse über Kosten und zu erwartende Erlöse erforderlich. Dabei sind, wie schon erwähnt, Kapitalkaufwendungen für die Investition sowie verbrauchs- und betriebsgebundene Kosten zu berücksichtigen. Jeder Ansatz für eine Kostenaufteilung auf die Koppelprodukte enthält eine gewisse Willkür. Zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit ist eine Kostenaufteilung nicht erforderlich, sondern es reicht die Erfassung und Gegenüberstellung der Jahreskosten der gekoppelten und getrennten Erzeugung aus.

Der Beschaffung und dem KWK-Anlagen-Betrieb können unter betriebswirtschaftlichen Aspekten mehrere Hemmnisse entgegenstehen. Hierzu gehören z.B. ein zu hohes Investitionsrisiko verbunden mit einer relativ hohen Amortisationsdauer oder das fehlende Eigenkapital bzw. ein erschöpfter Kreditrahmen. Ebenso ist zu berücksichtigen, ob eine duale Finanzierung vorliegt (Eigentümer und Nutzer nicht identisch). In diesen Fällen können Contracting-Konzepte für den Betreiber bzw. Nutzer eine Lösung der genannten Probleme darstellen. Der Contractor übernimmt Aufgaben wie die Beschaffung des Kapitals, die Koordinierung und Abwicklung aller Aufgaben bei Planung, Bau und Betrieb der Anlage sowie die finanzielle Verwaltung während der Betriebsphase. Grundsätzlich kommen als Contractor alle an einer Investition interessierten Unternehmen in Betracht. Dies können Versorgungsunternehmen, Energieagenturen, Anlagen- und Komponentenhersteller, Ingenieurbüros und Geldinstitute sein. Hinsichtlich der Betriebsführung, der Risikoverteilung und der Nutzergebühren gibt es verschiedene Contracting-Modelle.

Eine weiteres Finanzierungsmodell stellt das Leasing dar. In diesem Fall übernimmt eine Leasinggesellschaft die Investitionsfinanzierung. Die langfristige Nutzung der Anlage durch einen Betreiber wird durch einen entsprechenden Leasingvertrag geregelt.

Um das unternehmerische Risiko hinsichtlich der Brennstoffpreise zu begrenzen, können mit Kreditinstituten sogenannte Waretermingeschäfte abgeschlossen werden. Bei diesen Preissicherungsgeschäften werden Zahlungen für Brennstoffe (vornehmlich Gas) in Abhängigkeit der Ölpreisentwicklung vereinbart, durch die bestimmte Ober- und Untergrenzen für den Gaspreis festgelegt werden. Wird die Preisobergrenze überschritten, erhält der KWK-Anlagen-Betreiber Ausgleichszahlungen für den Brennstoffbezug. Umgekehrt, bei

Unterschreitung der Preisuntergrenze, muß der Anlagen-Betreiber Zahlungen an das Kreditinstitut leisten.

6 KWK-Potentiale

Der KWK werden in der Nah- und Fernwärmeversorgung sowie in der industriellen Energiewirtschaft teilweise erhebliche Ausbau-Potentiale mit nennenswerten Energieeinsparungen und CO₂-Emissionsminderungen zugesprochen. Für die Enquete-Kommision "Schutz der Erdatmosphäre" wurden Potentiale zur Treibhausgasminderung durch Einsatz der KWK in der Industrie sowie zur Endenergieversorgung von Siedlungen ermittelt [6, 7].

Basis dieser Untersuchungen für die *Industrie* sind Angaben über den Energieverbrauch im Verarbeitenden Gewerbe, das ist die Industrie ohne die Mineralölverarbeitung und ohne den Kohlenbergbau. Hierzu werden Angaben über die Niedertemperatur- und Mitteltemperaturwärme bis 500 °C, die aus aggregierten Daten über Brennstoffverbrauch und Wärmeanwendungen in den einzelnen Industriebranchen ermittelt werden, verwendet [1-5]. Für den potentiellen KWK-Zubau werden in der Modellrechnung moderne erdgasbefeuerte Anlagen ausgewählt (Blockheizkraftwerke, Gasturbinen mit Abhitzekessel, Gas-/Dampfturbinen-Kombi-Kraftwerke (GUD) mit Gegendruck und Entnahmekondensations-Turbinen).

Die *theoretische Obergrenze* für das thermische KWK-Zubaupotential (ausgedrückt durch die Wärme-Jahreserzeugung in KWK-Anlagen, Potential A) ergibt sich im Verarbeitenden Gewerbe aus der Forderung nach vollständiger Deckung des Wärmebedarfs bis 500 °C abzüglich der bereits in KWK-Anlagen erzeugten Wärme und der bereits bezogenen Fernwärme in der BRD im Jahr 2005 zu 135 TWh/a. Dadurch könnte im Jahr 2005 in der BRD bis zu 4,3 % (179 TWh/a) des Energieverbrauchs eingespart und die energiebedingte CO₂-Emission um 5,9 % (43 Mio t CO₂) gemindert werden [6].

Die Ausschöpfung dieser theoretischen Potentialobergrenzen setzt den ungehemmten Stromaustausch zwischen den einzelnen Betrieben über das öffentliche Netz voraus und in jedem Betrieb müßten KWK-Anlagen für die maximale Wärmeleistung (unterteilt in kleinere Leistungseinheiten) installiert werden.

Das *technisch-wirtschaftliche* thermische KWK-Zubaupotential B ist dann durch den Zubau neuer KWK-Anlagen und Verbesserung von bestehenden KWK-Anlagen ausgeschöpft, wenn die Kosten für die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme kleiner sind als die Kosten für

Strombezug und getrennte Wärmeerzeugung, erreichen. Die Mindest-Ausnutzungsdauer $T_{a,min}$ ergibt sich bei Kostengleichheit (Gl. (9)). Für einzelne Lastbereiche und damit korrespondierende Ausnutzungsdauern werden entsprechend der Dauerkennlinie einer Industriebranche geeignete KWK-Techniken ausgewählt, wobei auch unterschiedliche Kapitalrückflußzeiten zu berücksichtigen sind.

Im Verarbeitenden Gewerbe der BRD ergibt sich für das Jahr 2005 das technisch-wirtschaftliche thermische KWK-Zubaupotential zu 74 TWh/a. Die Energieeinsparung beträgt demnach 1,5 % (64 TWh/a) und die CO₂-Emissionsminderung 2,3 % (17 Mio t CO₂) [6].

Die Ermittlung der KWK-Potentiale im Bereich der *Nah- und Fernwärmeversorgung* erfolgt nach volkswirtschaftlichen Kriterien [7]. Als Kostenpunkte gehen die Wärmeverteilung und -erzeugung sowie die Anlaufverluste und eine Verdrängung der Gasversorgung in die Betrachtung ein. Diesen Kosten werden Fernwärmeerlöse, die sich an einem anlegbaren Fernwärmepreis orientieren, und Stromgutschriften gegenübergestellt. Zur Bewertung des KWK-Stroms werden Stromgestehungskosten eines 500 MW-Steinkohlekraftwerks als Gutschrift eingesetzt. Die Bewertung der CO₂-Emissionsminderung durch Ausbau der KWK erfolgt in diesem Fall unter der Annahme der Verdrängung von Strom aus Steinkohlekraftwerken. Für den Zubau von KWK-Anlagen in Fernwärmenetzen bis zu 500 MW Wärmeleistung sind erdgasbetriebene und darüber Steinkohle befeuerte KWK-Anlagen vorgesehen. Siedlungstypen mit einer negativen wirtschaftlichen Bilanz werden quersubventioniert.

Im Jahr 2005 ist unter diesen Voraussetzungen in der BRD ein technisch-wirtschaftliches Siedlungs-KWK-Potential von 188 TWh/a zu erreichen [7]. Die daraus resultierende CO₂-Emissionsminderung beträgt 45 Mio t CO₂/a (Abb. 15). Dieses KWK-Zubaupotential wird allerdings erst im Jahre 2020 ausgeschöpft, wobei dann die CO₂-Emissionen um 93 Mio t CO₂ bzw. um 12,7 % gemindert würden.

Neben der KWK haben auch Veränderungen in der getrennten Erzeugung erheblichen Einfluß auf die erzielbaren CO₂-Emissionsminderungen. Der Jahresnutzungsgrad des Kraftwerksparks der öffentlichen Versorgung wird in den kommenden 30 Jahren noch weiter ansteigen. Daher wird bei gleichem Brennstoffmix wie 1990 die spezifische CO₂-Emission zukünftig sinken. In der Langzeitperspektive könnte Kohlendioxid auch mit überschaubaren Mehrkosten aus Kohlekraftwerken abgetrennt werden [8]. Das Problem liegt hier bei der Entsorgung des Kohlendioxids, weswegen solche Konzepte zunächst in die Überlegungen zur CO₂-Emissionsminderung nicht einbezogen werden.

Die Steigerung des Durchschnittsnutzungsgrads des Kraftwerksparks der öffentlichen

Versorgung könnte langfristig zu einer relativ größeren Energieeinsparung als durch Ausbau der KWK führen. Bei einer Verbesserung des Durchschnittsnutzungsgrads von $\eta_s = 0,32$ auf $0,36$ ergäben sich bei gleichbleibender Stromerzeugung in den ABL wie im Bezugsjahr 1990 Energieeinsparungen von 108 TWh/a durch Wirkungsgradverbesserung und zusätzlich $135,6 \text{ TWh/a}$ durch KWK mit fortschrittlicher Technik ($\sigma = 0,8$; $\omega = 0,9$). Könnte der Durchschnittsnutzungsgrad der Kraftwerke in der öffentlichen Versorgung auf $\eta_s = 0,42$ gesteigert werden, was im Zuge der Modernisierung des Kraftwerksparks in den nächsten 30 Jahren möglich erscheint, so ließen sich $201,2 \text{ TWh/a}$ Brennstoff durch Wirkungsgradverbesserung einsparen. Die zusätzliche Einsparung durch KWK ginge dann aber auf $120,1 \text{ TWh/a}$ zurück, auch wenn man weitere Fortschritte in der KWK-Technik unterstellt ($\sigma = 1,0$; $\omega = 0,9$)*.

7 Zusammenfassung

KWK ist eine wirksame Energiesparteknik im Energiewandlungssektor. Die erzielbare Energieeinsparung und CO_2 -Emissionsminderung ist durch die unter den jeweiligen örtlichen Gegebenheiten und vom Einzelfall abhängigen energiewirtschaftlichen und -technischen Rahmenbedingungen gegeben. Dabei ist insbesondere auf die eingesetzten Brennstoffe im Gesamtsystem zu achten, und energiepolitische Vorgaben für die langfristige Energieversorgung sind einzubeziehen.

Moderne Anlagentechniken in Form von stationären Verbrennungsmotoren zur dezentralen Energieversorgung und die Entwicklung von Brennstoffzellen zur Marktreife lassen die KWK auch in Zukunft als ein interessantes Werkzeug zur Treibhausgasminderung erscheinen.

Grundlagen für die Planung von KWK-Objekten sollten Ganglinien des Strom- und Wärmebedarfs sein. Üblich und einfacher ist die Auslegung nach Dauerkennlinien mit einer empirischen Festlegung der BHKW-Leistung zu $20 - 40 \%$ der thermischen Höchstlast.

Im Rahmen der derzeitigen Energieversorgung ergeben sich für den KWK-Ausbau im Industrie- sowie im Siedlungsbereich nennenswerte Potentiale. Moderne Finanzierungsmodelle

* Die hier angegebenen Stromkennzahlen für zukünftige KWK-Technologie werden gelegentlich als zu niedrig kritisiert. Selbstverständlich erreichen bereits heutige KWK-Anlagen im Einzelfall Stromkennzahlen > 1 . Der Durchschnitt der heute in der Industrie installierten KWK-Anlagen mit hohen Brennstoffausnutzungsgraden ($\omega = 0,8$ bis $0,9$) liegt bei Stromkennzahlen um $0,5$. Der Fortschritt in der KWK-Technik ist demzufolge mit einem Zuwachs der durchschnittlichen Stromkennzahl von $0,5$ berücksichtigt.

und zukünftige Technologien erweitern die Anwendungsmöglichkeiten der KWK.

Literatur

- [1] Energieflußbild der BRD: AG Energiebilanzen, RWE (Rheinisch-Westfälische Elektrizitätswerke) Energie, Anwendungstechnik, 1990
- [2] Statistik der Energiewirtschaft, VIK (Vereinigung industrielle Kraftwirtschaft), Verlag Energieberatung GmbH, Essen, 1992/93
- [3] Statistisches Jahrbuch, Statistisches Bundesamt, Verlag Metzler Poerschel 1993
- [4] VDEW-Statistik, Vereinigung deutscher Elektrizitätswerke, Frankfurt/M. 1992
- [5] Hofer, R.: Potential der KWK in der Industrie, Vortrag auf dem Fachseminar "Industrielle KWK" am 29./30.4 1992 in Schliersee
- [6] Pruscek, R.; Oeljeklaus, G.; Lokurlu, A.; Vogelsang, H.: Ermittlung und Verifizierung der Potentiale und Kosten der Treibhausgasminderung durch Kraft-Wärme-Kopplung in der Industrie, Studie im Auftrag der Enquete-Kommission "Schutz der Erdatmosphäre", 1994
- [7] Traube, K.; Schulz, W.; Salmen, H.-U.: Ermittlung und Verifizierung der Potentiale und Kosten der Treibhausgasminderung durch Kraft-Wärme-Kopplung zur Fern- und Nahwärmeversorgung (ABL und NBL) im Bereich Siedlungs-KWK, Studie im Auftrag der Enquete-Kommission "Schutz der Erdatmosphäre", 1994
- [8] Pruscek, Rudolf; Oeljeklaus, Gerd; Brand, Volker; Haupt, Günter; Zimmermann, Gerhard; Ribberink, Hajo: "Combined Cycle Power Plant with Integrated Coal Gasification, CO Shift and CO₂ Washing", Second International Conference on Carbon Dioxide Removal ICCDR-2, Kyoto, 24.-27. Oktober 1994

Formelzeichen

Formelzeichen	Bezeichnung	Einheit (oder entsprechende Einheiten)
P	elektrische Leistung	kW
Q_N	Nutzwärme	kWh
\dot{Q}	Wärmeleistung	kW
T_a	Ausnutzungsdauer	h/a
a	Annuitätsfaktor	1/a

c	bezogene CO ₂ -Emission	kg CO ₂ /kWh el. Arbeit bzw. kg CO ₂ /kWh Brennstoff
Δc	spezifische CO ₂ - Emissionsminderung	kg CO ₂ /kWh el. Arbeit
w _B	spezifische Brennstoffenergie	kWh Brennstoff/kWh el. Arbeit
Δw_B	spezifische Energieeinsparung	kWh Brennstoff/kWh el. Arbeit
x	bezogener Anteil der Einspeisung an der Eigenerzeugung	-
β	elektrische Stromausbeute	kWh el. Arbeit/kWh Brennstoff
ε	CO ₂ -Emissionskoeffizient	kg CO ₂ /kWh Brennstoff bzw. kg CO ₂ /kWh el. Arbeit
ζ	Verhältnis von spezifischer Investition der Wärmeerzeugungs- Anlage zu Durchschnitts- Strombezugspreis	(DM/kW th. Leistung)/(DM/kWh el. Arbeit)
η	Nutzungsgrad, Wirkungsgrad	kWh Wärme/kWh Brennstoff bzw. kWh el. Arbeit/kWh Brennstoff
ϑ	Verhältnis von spezifischer Investition der KWK-Anlage zu Durchschnitts-Strombezugspreis	(DM/kW el. Leistung)/(DM/kWh el. Arbeit)
λ	Verhältnis von spezifischem Brennstoffenergiepreis zu Durchschnitts-Strombezugspreis	(DM/kWh Brennstoff)/(DM/kWh el. Arbeit)
μ	Verhältnis von Einspeisevergütung zu Durchschnitts-Strombezugspreis	(DM/kWh el. Arbeit)/(DM/kWh el. Arbeit)
σ	Stromkennzahl	kW elektrische Leistung/kW Wärmeleistung bzw. kWh el. Arbeit/kWh Wärmeerzeugung
ω	Brennstoffausnutzungsgrad	(kWh Wärmeerzeugung+kWh el. Arbeit)/kWh Brennstoff

Indizes

Index	Bedeutung
B	Brennstoff
CO ₂	Kohlendioxid
G	Erdgas
K	Heizkessel
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
S	Stromerzeugung in der öffentlichen Versorgung
SKK	Steinkohle
g	gesamt
min	Minimum

Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)

- KWK ist die gleichzeitige Erzeugung von Strom und Wärme in einer technischen Anlage
- Umwelt- und Ressourcenschonung
- Einsparpotential im Endenergieverbrauch
CO₂-Emissionsminderung
- Technik der KWK zur effizienten Deckung des Strom- und Wärmebedarfs
- Wirtschaftlichkeit
- Ausbaupotential

Abb. 1

2. Ferienkurs Energieforschung
Jülich, 25. September 1996

Kennzahlen von KWK-Anlagen

- Stromkennzahl:

$$\sigma = \frac{P}{\dot{Q}_N}$$

- Wärmeausbeute:

$$\alpha = \frac{\dot{Q}_N}{\dot{W}_B}$$

- Stromausbeute

$$\beta = \frac{P}{\dot{W}_B}$$

- Brennstoffausnutzungsgrad:
(energetischer Nutzungsfaktor)

$$\omega = \alpha + \beta = \frac{\dot{Q}_N + P}{\dot{W}_B}$$

P: elektr. Leistg. \dot{Q}_N : Nutzw.-Str. \dot{W}_B : Brst.-Str.

Abb. 2

2. Ferienkurs Energieforschung
Jülich, 25. September 1996

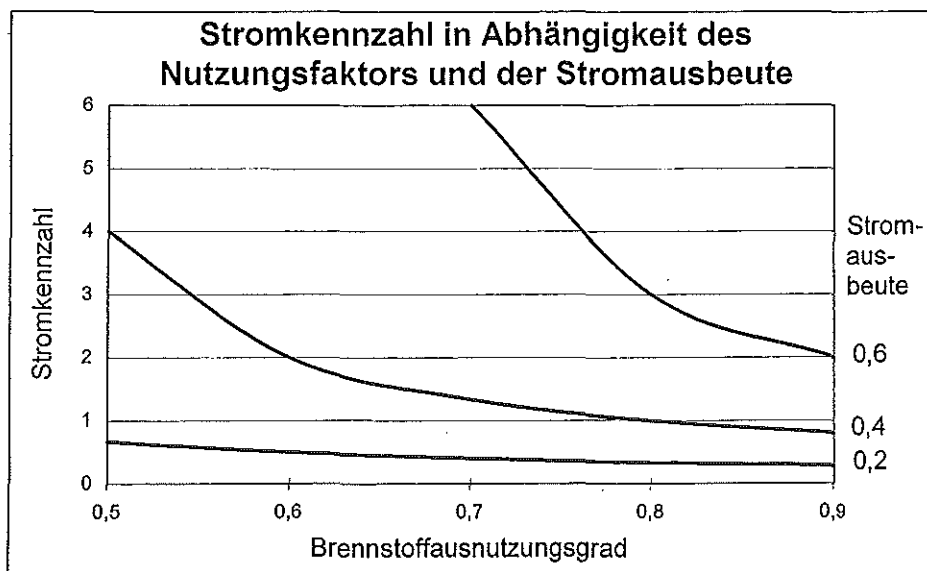


Abb. 3

2. Ferienkurs Energieforschung
Jülich, 25. September 1996

Energieeinsparung durch KWK, CO₂-Emissionsminderung

- Berechnung der Energieeinsparung durch Systemvergleich
- Brennstoffeinsparung gegenüber getrennter Erzeugung
- Abhängigkeit der CO₂-Emissionsminderung vom Kohlenstoffgehalt der betrachteten bzw. eingesetzten Brennstoffe

Abb. 4

2. Ferienkurs Energieforschung
Jülich, 25. September 1996

Kennzahlen

- Spez. Brennstoffenergieeinsparung:

$$\Delta W_B = \left[\frac{1}{\eta_S} + \frac{1}{\sigma \eta_K} \right] - \left[\frac{1}{\omega} \left(1 + \frac{1}{\sigma} \right) \right]$$

- Spez. CO₂-Emissionsminderung:

$$\Delta C_B = \left[\varepsilon_S + \frac{\varepsilon_K}{\sigma \eta_K} \right] - \left[\frac{\varepsilon_{KWK}}{\omega} \left(1 + \frac{1}{\sigma} \right) \right]$$

- σ : Stromkennzahl
 η_K : Wirkungsgrad der getr. Wärmeerz
 η_S : Wirkungsgrad der öff. Stromerz
 ω : Brennstoffausnutzungsgrad
 ε_K : CO₂ - Emissionsk. der getr. Wärmeerz
 ε_{KWK} : CO₂ - Emissionsk. der KWK - Anlage
 ε_S : CO₂ - Emissionsk. der öff. Stromerz

Abb. 5

2. Ferienkurs Energieforschung
Jülich, 25. September 1996

Spez. CO₂-Emissionsminderung in Abhängigkeit der CO₂-Emission der öff. Stromversorgung

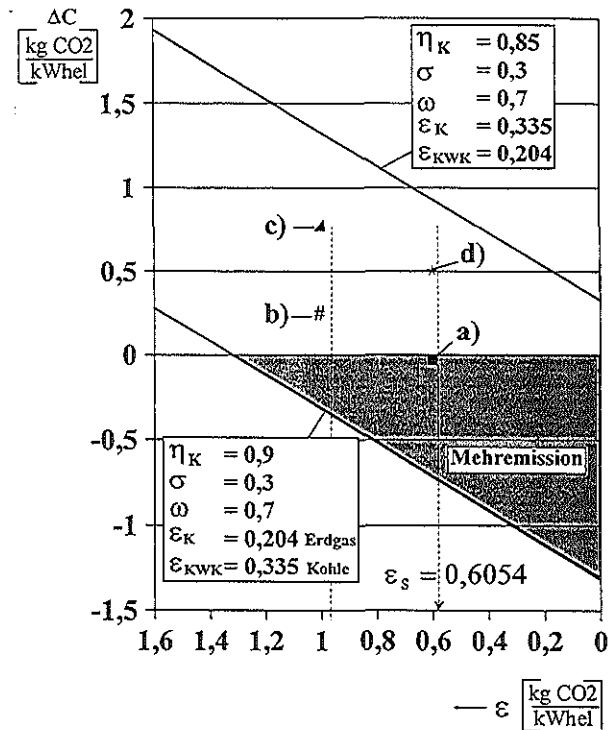


Abb. 6

2. Ferienkurs Energieforschung
Jülich, 25. September 1996

Schaltschemata für KWK-Anlagen (1)

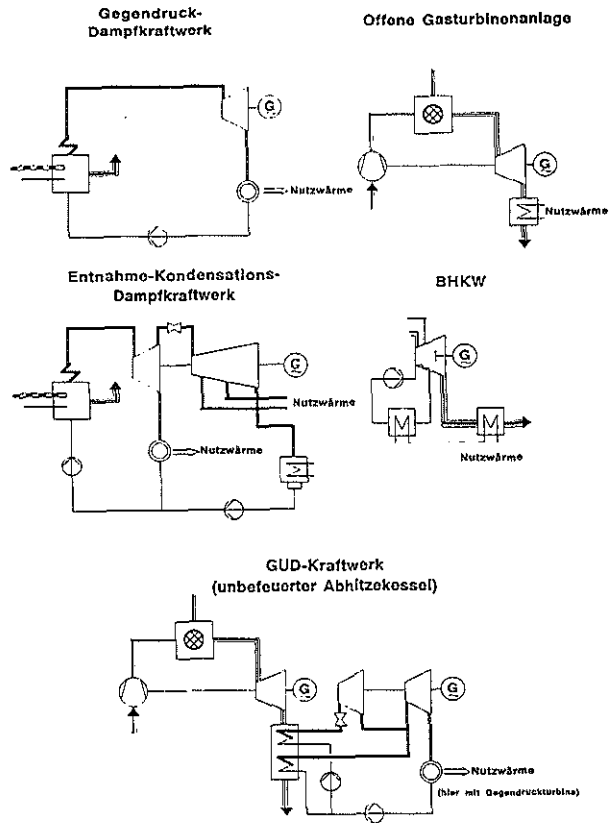


Abb. 7

2. Ferienkurs Energieforschung
Jülich, 25. September 1996

Schaltschemata für KWK-Anlagen (2)

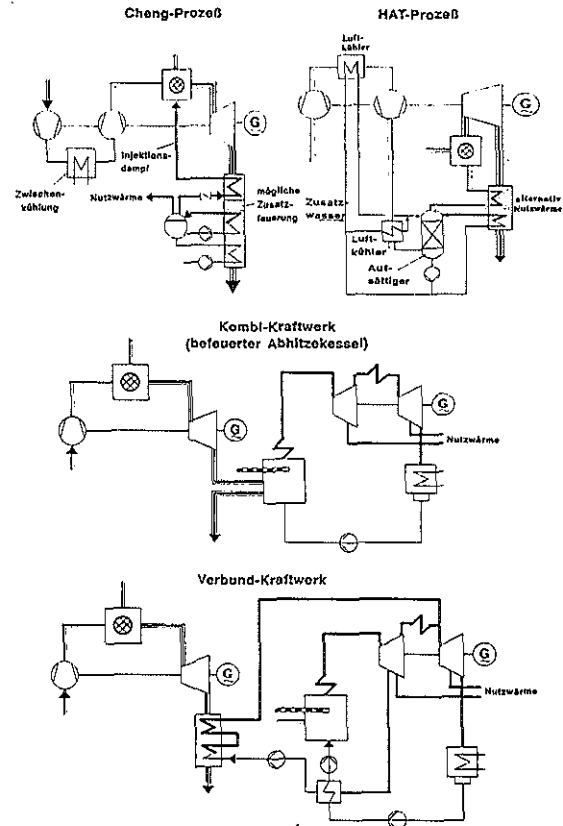


Abb. 8

2. Ferienkurs Energieforschung
Jülich, 25. September 1996

Kennzahlen verschiedener KWK-Anlagen

KWK-Anlage	Strom-kennzahl	Stromaus-beute	Brennstoff-ausnut-zungsgrad
Dampfkraftwerk			
- Gegendruckturbine	0,30 - 0,60	0,15 - 0,33	0,80 - 0,90
- Entnahme-Konden-sationsturbine	0,80 - 2,50	0,32 - 0,36	0,55 - 0,70
Gasturbine mit Abhitzenutzung	0,30 - 0,70	0,15 - 0,35	0,70 - 0,85
Kombi-Heizkraftwerk mit Abhitzenutzung	0,70 - 2,70	0,35 - 0,42	0,60 - 0,90
Blockheizkraftwerk (Gas- oder Diesel-motor)	0,30 - 1,20	0,25 - 0,43	0,80 - 0,95
Brennstoffzellen	1,50 - 6,00	0,40 - 0,60	0,75 - 0,83

Abb. 9

2. Ferienkurs Energieforschung
Jülich, 25. September 1996

Betrieb von Dampfheizkraftwerken

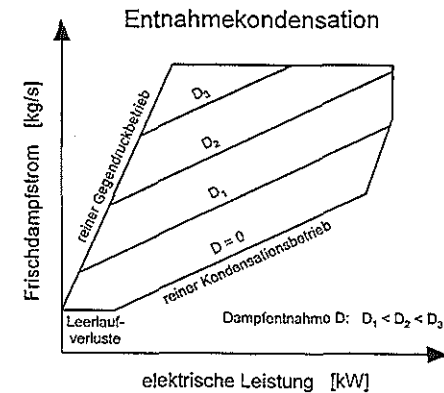
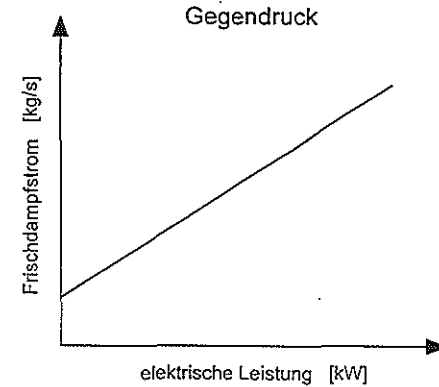


Abb. 10

2. Ferienkurs Energieforschung
Jülich, 25. September 1996

Planungsgrundlagen

- Praxis: Planung auf der Basis von Dauerkennlinien
- Erfahrungswerte für KWK-Leistungsanteil, Spitzenlastkessel
- Stromeinspeisevergütung
 - Verbändevereinbarung
 - City-Gate-Modell
- Wirtschaftlichkeit
 - Deckung des Eigenverbrauchs
 - Stromeinspeisung begrenzen

Abb. 11

2. Ferienkurs Energieforschung
Jülich, 25. September 1996

Gegenüberstellung der Kosten der getrennten und gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme

$$\frac{k_{\text{KWK}} \cdot a_{\text{KWK}}}{T_a} + \frac{k_{\text{B,KWK}}}{\beta} - k_{\text{Verg}} \cdot x \leq k_s (1-x) + \frac{k_K \cdot a_K}{\sigma \cdot T_a} + \frac{k_{\text{B,K}}}{\sigma \cdot \eta_K}$$

KWK Einspeiseverg. Strombezug getrennte Wärmeerz.

$$T_{a,\min} \geq \frac{\zeta \cdot \frac{a_K}{\sigma} - \vartheta \cdot a_{\text{KWK}}}{\lambda \cdot \left(\frac{1}{\beta} - \frac{1}{\sigma \cdot \eta_K} \right) - 1 + x \cdot (1 - \mu)}$$

k = spez. Investitionskosten
 k_B = spez. Brennstoffkosten
 k_s = Durchschnitts - Strombezugspreis
 k_{Verg} = Einspeisevergütung
 x = Anteil der Stromeinspeisung an der Erzeugung in Eigenanlagen
 (für $x = 0$ keine Einspeisung von KWK - Strom ins öffentliche Netz)
 ζ = Verhältnis von spezifischer Investition der Wärmeerzeugungs - Anlagen zu Durchschnitts - Strombezugspreis
 ϑ = Verhältnis von spezifischer Investition der KWK - Anlagen zu Durchschnitts - Strombezugspreis
 λ = Verhältnis von spezifischem Brennstoffenergiepreis zu Durchschnitts - Strombezugspreis
 μ = Verhältnis von Einspeisevergütung zu Durchschnitts - Strombezugspreis

Abb. 12

2. Ferienkurs Energieforschung
Jülich, 25. September 1996

Auslegung der KWK-Anlage nach der Dauerkennlinie

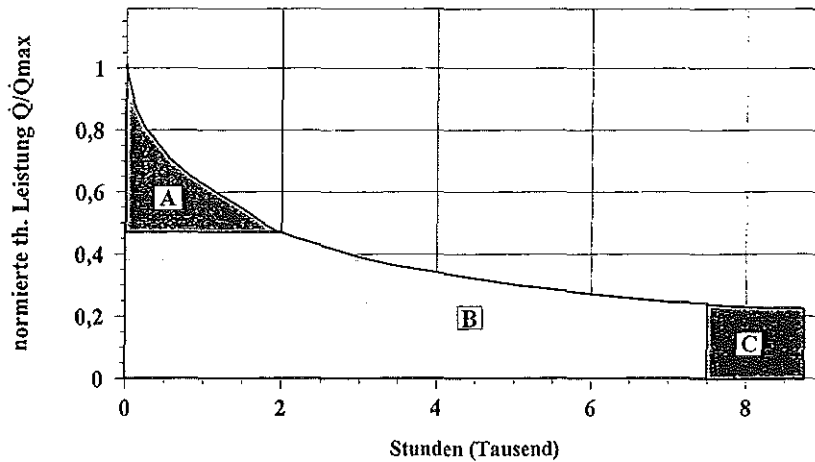


Abb. 13

2. Ferienkurs Energieforschung
Jülich, 25. September 1996

Kosten und Wirtschaftlichkeit

- Ermittlung der Jahreskosten
 - KWK-Annuitätsrechnung
 - Getrennte Erzeugung: Strombezugs- und Wärmeerzeugungskosten
- Hemmnisse:
 - Kapitalbedarf
 - Kurze Amortisationszeit
 - Hohes Investitionsrisiko
 - Erschöpfter Kreditrahmen
- Lösungsansätze
 - Contracting
 - Leasing
- Preissicherung für den Brennstoffbezug

Abb. 14

2. Ferienkurs Energieforschung
Jülich, 25. September 1996

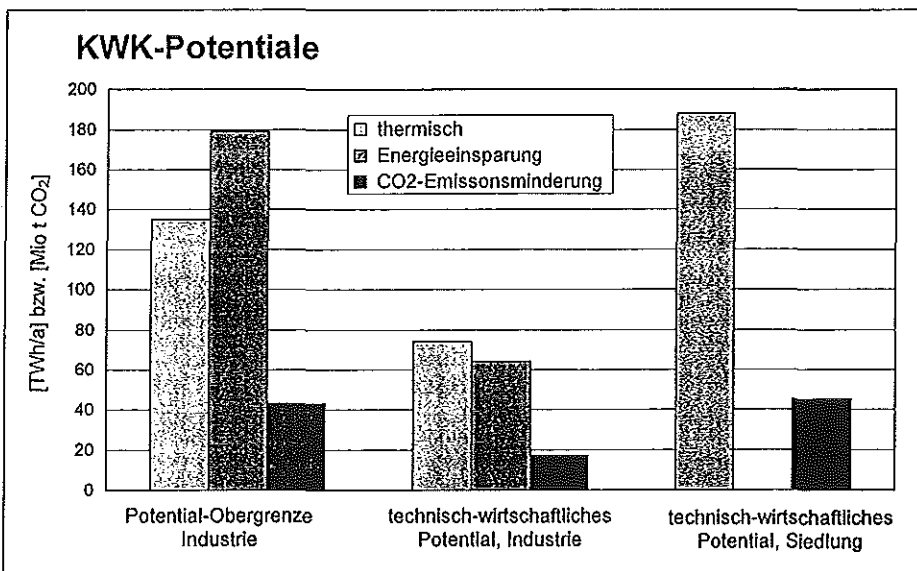


Abb. 15

2. Ferienkurs Energieforschung
Jülich, 25. September 1996

Neue Reaktorkonzepte

K. Kugeler, P.W. Philippen

Forschungszentrum Jülich GmbH

Institut für Sicherheitsforschung und Reaktortechnik

52425 Jülich

Kurzfassung

Neue Reaktorkonzepte müssen sicherheitstechnisch allseits akzeptabel und hinreichend wirtschaftlich sein. Die Konkurrenz durch andere Energieträger und die Forderungen des modifizierten deutschen Atomgesetzes für zukünftige Reaktoren setzen hier eindeutige Maßstäbe. Besonders im Hinblick auf die Sicherheitsfrage steht die weitgehende Forderung im Raum, die radiologischen Auswirkungen auch schwerster Störereignisse auf die Reaktoranlage zu beschränken.

In der Welt werden derzeit eine Reihe von neuen Reaktorkonzepten verfolgt, die Verbesserungen der Sicherheitstechnik und der Wirtschaftlichkeit anstreben.

Hier werden Varianten verfolgt, bei denen die Wahrscheinlichkeit für das Kernschmelzen gesenkt werden soll (AP 600 in USA), bei denen eine Kernschmelze im Reaktorschutzgebäude beherrscht werden soll (EPR in Europa) oder bei denen eine Kernschmelze von vornherein unmöglich gemacht wird (HTR). Die Darstellung dieser prinzipiellen Lösungen wird ergänzt um das Konzept des PIUS-Reaktors, bei dem mit Hilfe eines sehr großen Wasserpools eine potentielle Kernschmelze im Reaktordruckbehälter zurückgehalten werden soll.

1. Sicherheitsanforderungen an zukünftige Kernkraftwerke

Die Kernenergie hat in den siebziger Jahren weltweit zunächst einen starken Aufschwung genommen, allerdings sind dann in den achtziger Jahren die Zubauraten wieder stark zurückgegangen. Gegnerschaften zur Kernenergienutzung sind überall in der Welt entstanden. Mehrere Länder haben ein Moratorium oder erörtern Ausstiegsszenarios, so z.B. in Westeuropa. In Südostasien dagegen erfolgt derzeit ein starker Ausbau der Kernenergie.

Die Argumente der Gegner der Kernenergienutzung müssen ernst genommen werden. Es gibt Befürchtungen, daß ein schwerer Reaktorunfall viele Menschenleben fordern, weite Landstriche verseuchen und für lange Zeit unbewohnbar machen sowie große materielle Verluste nach sich ziehen könnte. Auch Fragen der Langzeitsicherheit bei der Endlagerung von radioaktiven Reststoffen sowie des terroristischen Mißbrauchs von Spaltstoffen spielen in der Einschätzung vieler Menschen eine große Rolle und sind Gründe für eine Ablehnung der Kernenergie.

Früher häufig verwendete Argumentationen, daß sehr schwere Störfälle voraussichtlich nur sehr selten zu erwarten seien und daß damit für den einzelnen das nukleartechnisch bedingte Risiko im Vergleich zu anderen Risiken des menschlichen Lebens sehr gering sei, haben nicht geholfen, Akzeptanz für die Kernenergie bei vielen Menschen, z.B. in der BRD oder in einigen anderen Ländern Westeuropas, zu erreichen.

Besonders die Katastrophe in der RBMK-Anlage in Tschernobyl (1986) (siehe Abb. 1) hat bewußt gemacht, daß schwere kerntechnische Unfälle, obwohl der Unfall in Tschernobyl in der gleichen Form in Leichtwasserreaktoren nicht auftreten könnte, grundsätzlich möglich sind. In einigen Ländern, so in der BRD, wird daher von großen Teilen der Gesellschaft trotz der energiewirtschaftlichen Notwendigkeiten die Kernenergie zu einer Übergangsenergie deklariert oder ein schneller Ausstieg angestrebt.

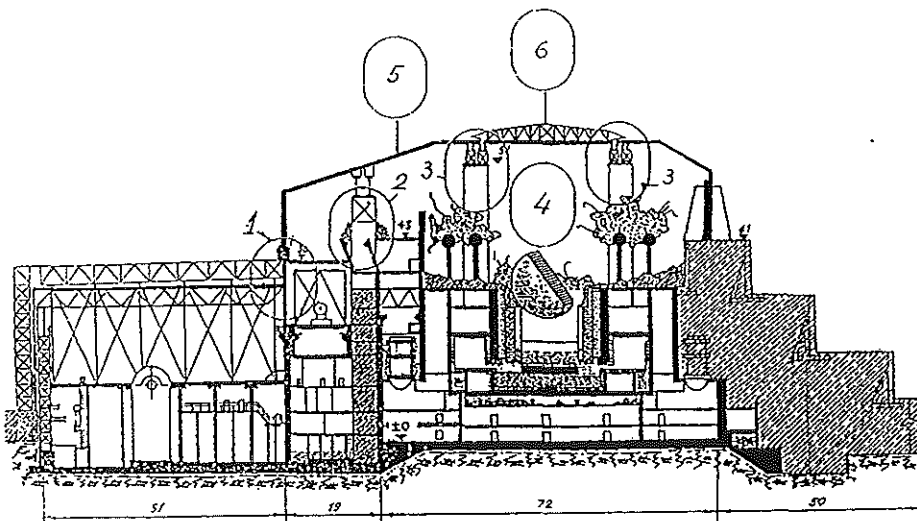


Abb. 1: Zustand der Reaktoranlage in Tschernobyl nach einem schweren Unfall (Nukleare Exkursion, 1986)
 1: Seitenwandstrukturen, 2: massiver Stützpfeiler, 3: Stützen für Dachgerüst, 4: Reaktordeckel, 50 ° gekippt, 5: Dachflächen-Elemente, 6: Tragerrüst des zentralen Dachelementes

Wenn diese Einschätzung in Zukunft geändert werden soll, muß auf der einen Seite die Einsicht in die Notwendigkeit der Kernenergie wachsen, auf der anderen Seite muß für die Zukunft ein noch weiter verbessertes, nachgewiesenes Sicherheitskonzept angeboten werden. Besonders in Deutschland ist mit der Änderung des Atomgesetzes für zukünftige Anlagen der wohl höchste sicherheitstechnische Anspruch festgeschrieben. Im Gesetzestext (§ 7, Absatz 2a) wird gefordert, „...daß ... auch Ereignisse, deren Eintritt durch die zu treffende Vorsorge gegen Schäden praktisch ausgeschlossen ist, einschneidende Maßnahmen zum Schutz vor der schädlichen Wirkung ionisierender Strahlen außerhalb des abgeschlossenen Geländes der Anlage nicht erforderliche machen würden;...“. In der Einzelbegründung der Vorlage für die parlamentarische Beratung werden Begriffe aus dem Text des Absatz (2a) näher bestimmt. Es wird dort gefordert, daß "Unfälle mit Kernschmelze" beherrscht werden und "Evakuierungen" nicht notwendig sind. Die Schäden durch radioaktive Stoffe müssen damit auf den Bereich der Kraftwerksanlage beschränkt bleiben. Die grundsätzliche Möglichkeit, daß Kernschmelzen auftreten kann wurde durch das Störeneignis in Three Miles Island (1979) belegt (siehe Abb. 2).

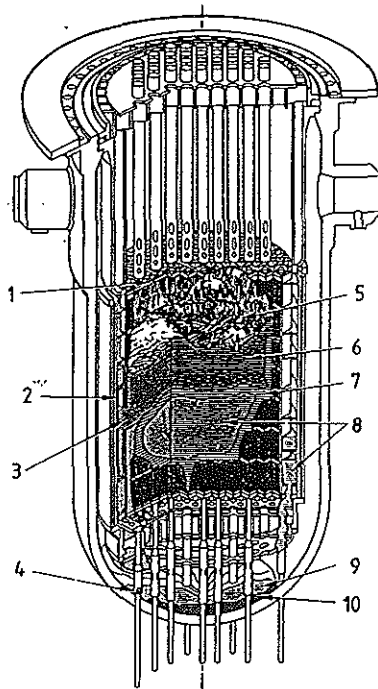


Abb. 2: Zustand des Reaktors in Three Miles Island (Harrisburg) nach einem schweren Unfall (Partielles Kernschmelzen, 1979)
 1: zerstörte obere Gitterplatte, 2: geschmolzenes Material in der Bypass-Region, 3: Loch in der Baffle-Platte, 4: geschmolzene Führung in der In-Core-Instrumentierung, 5: Hohlraum, 6: zerstörte Corestrukturen, 7: Schmelzkruste, 8: aufgeschmolzene und wiedererstartete Corestrukturen, 9: zerstörte Strukturen im unteren Plenum, 10: Bereich geschmolzenen Brennstoffs

Diese neue Sicherheitsqualität für nukleare Anlagen bedeutet vereinfacht formuliert, daß eine in Zukunft „katastrophenfreie Kerntechnik“ entwickelt und realisiert werden muß. Der Begriff katastrophenfreie Kerntechnik impliziert, daß kein Katastrophenschutzplan mehr notwendig ist.

Bezogen auf sehr schwere Störfälle in der nuklearen Anlage bedeutet dies im wesentlichen:

- Keine Soforttoten außerhalb der Reaktoranlage als Folge eines kerntechnischen Unfalls.
(Keine Evakuierung notwendig)
- Spätfolgen außerhalb der Reaktoranlage für die Bevölkerung sind nicht nachweisbar.
- Außerhalb der Reaktoranlage keine Landkontamination. (Keine Umsiedlungen notwendig).

Die Anforderungen des modifizierten deutschen Atomgesetzes können beispielhaft anhand und in Erweiterung einer Darstellung verdeutlicht werden, die vor einiger Zeit vom Forschungszentrum Karlsruhe publiziert wurde. Hier sind aufbauend auf den Ergebnissen der Deutschen Risikostudie die notwendigen Umsiedlungsflächen als Funktion des Freisetzungsteils eines speziellen Isotops (Cäsium 137) bei extremen Störereignissen aufgetragen (Abb. 3).

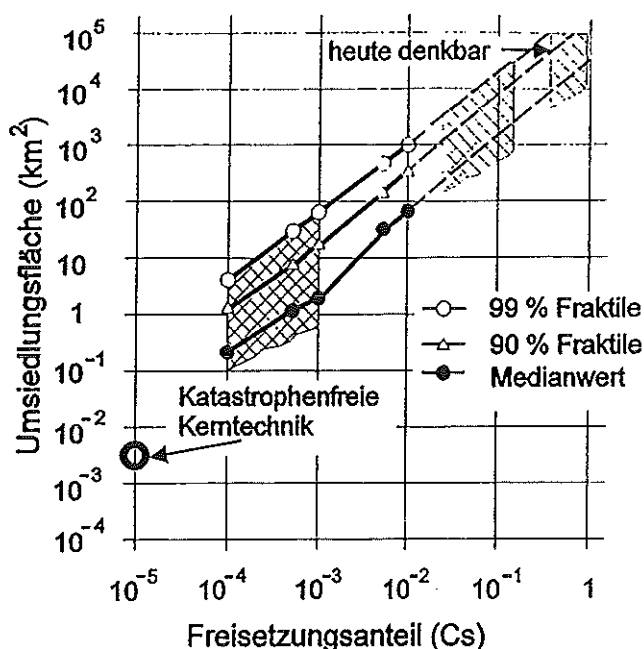


Abb. 3: Begriffsbildung katastrophenfreie Kernenergie
Umsiedlungsflächen in Abhängigkeit von Radionuklidfreisetzung aus einem großen Druckwasserreaktor (Cäsiumkontamination als bestimmender Parameter) und Zielsetzung der "Katastrophenfreien Kerntechnik"

Die Anforderung des modifizierten Atomgesetzes ist offenbar gleichbedeutend mit der Forderung nach einer Begrenzung der integralen Freisetzung aus der Reaktoranlage bei Störereignissen und kann damit mit Hilfe dieses Diagramms verdeutlicht werden.

Eine Begrenzung der integralen Freisetzung (bezogen auf einen LWR mit einer thermischen Leistung von 3800 MW) auf weniger als 10^{-5} des Inventars führt damit auf eine Umsiedlungsfläche, die unterhalb der Fläche des Kraftwerksgeländes liegt. Bei katastrophenfreier Kerntechnik ist die betroffene Fläche kleiner als das abgeschlossene Gelände der Anlage, z.B. des Reaktorgebäudes.

Im Sinne dieser Ausführungen waren die Ereignisse von Tschernobyl (1986) und Tscheljabinsk (Explosion eines Lagertanks mit Spaltprodukten und Spaltstoffen, Kontamination einer größeren Fläche in der damaligen UdSSR, 1957) Katastrophen, weil einschneidende Maßnahmen zum Schutze vor der schädlichen Wirkung ionisierender Strahlen notwendig waren oder noch sind. Das Störereignis von Harrisburg (1979) war dagegen keine Katastrophe, da die Folgen der partiellen Kernschmelze glücklicherweise praktisch auf die nukleare Anlage beschränkt blieben und keine nachweisbaren Schäden außerhalb der Anlage bedingt durch radioaktive Stoffe auftraten. Für den Betreiber war es allerdings ein sehr großer Schaden.

Die in der ersten US-Risikostudie WASH 1400 (Rasmussen-Studie) und in der Deutschen Risikostudie dargestellten Ergebnisse haben Pfade zu katastrophalen Auswirkungen außerhalb der Reaktoranlage aufgezeigt und Wahrscheinlichkeiten für das Auftreten derartiger Ereignisse ausgewiesen. Die Anforderung des modifizierten Atomgesetzes enthält keine Aussagen über Wahrscheinlichkeiten, sie hebt auf eine Begrenzung des Schadenumfangs ab. Die Begrenzung des Schadenumfangs auf die Anlage ist also die neue Anforderung.

Der Geltungsbereich dieser Forderung ist zu definieren. Die neue Anforderung einer katastrophenfreien Kernenergie muß für alle anlageninternen Störereignisse gelten sowie für alle absehbaren Störereignisse, die von außen auf die Anlage einwirken können (Abb. 4).

Über die beiden genannten Kategorien noch hinausgehende katastrophale äußere Ereignisse (z.B. Meteoritenabsturz, extremes weit über die Anlagenauslegung hinausgehendes Erdbeben oder Sabotagehandlungen) stellen das Sicherheitsprinzip infrage und sind gesondert zu behandeln.

Inzwischen ist auch bekannt geworden, daß der sicherheitstechnische Zustand in vielen Ländern der Welt, besonders in Osteuropa, nicht den Standards moderner westlicher Anlagen entspricht. Wie Abb. 5 auswies, gibt es weltweit Anlagen mit sehr verschiedenem Sicherheitsni-

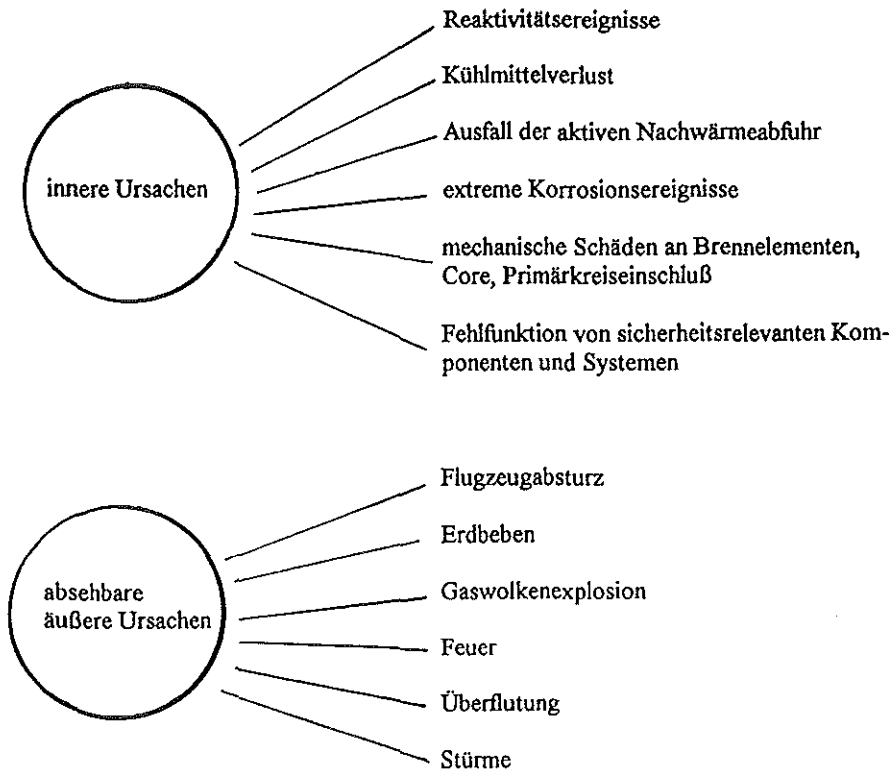


Abb.4: Störereignisse, die bei nuklearen Anlagen aus innerer Ursache sowie aus absehbarer äußerer Ursache eintreten können

veau, hier charakterisiert durch die Angabe von komplementären Wahrscheinlichkeiten für schwere Kernzerstörung und gegebenenfalls in Folge damit für hohe Freisetzungsraten von radioaktiven Spaltprodukten in die Umgebung. Forderungen nach Abschaltung und Stilllegung sind in vielen Fällen berechtigt. Auch wesentliche Verbesserung der kerntechnischen Sicherheitskultur in einzelnen Ländern helfen nur begrenzt, da das Gesamtrisiko nach wie vor durch die schlechteren Anlagen maßgeblich bestimmt wird. Es werden weltweit gewaltige Anstrengungen notwendig sein, um notwendige technische Verbesserungen einzuführen und ausreichend günstige Zahlen für die mittlere Kernschmelzhäufigkeit zu erreichen. Das hier angesprochene weltweite Sicherheitsgefälle wird wohl auf längere Zeit bestehen bleiben.

Die Sicherheit heutiger Leichtwasserreaktoren hängt ganz entscheidend von der Qualität der Fertigung, der Wartung, der Überprüfung sowie der Reparatur und Erneuerung von Komponenten und Anlagenteilen ab. Somit wird die Kernschmelzhäufigkeit wesentlich durch techni-

sche Standards bestimmt. Diese sind heute in verschiedenen Ländern sehr unterschiedlich, und voraussichtlich wird dies noch lange so bleiben.

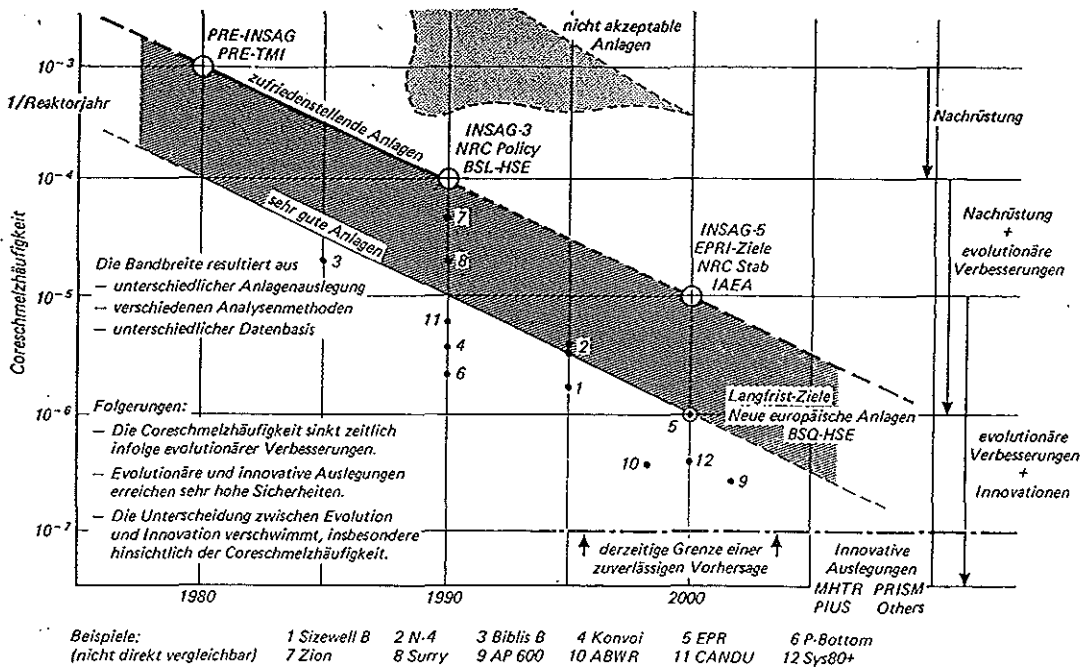
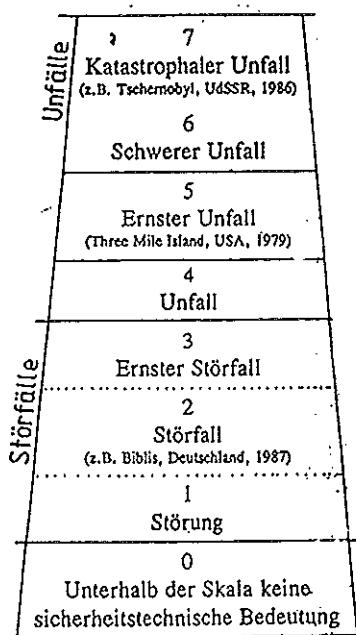


Abb. 5: Komplementäre Kernschmelzhäufigkeiten (1/a) für Reaktoren weltweit; zeitliche Entwicklung und Verbesserungen der Anlagensicherheit

Eine vertretbare weltweite Nutzung der Kernenergie in größerem Umfang setzt eine neue überall eingehaltene Sicherheitsqualität voraus. Im Sinne der im Jahr 1990 publizierten Ereignisskala der IAEA zur Einordnung von Störfällen und Unfällen (s. Abb. 6) sollen Ereignisse der Kategorien 5...7 bei zukünftigen kerntechnischen Lösungen ausgeschlossen sein. Dieser Ausschluß soll nicht im probabilistischen Sinne gegeben sein, sondern muß deterministisch begründet und nachgewiesen sein. Der Unfall von Tschernobyl war in die Kategorie 7 einzuordnen, TMI dagegen war wegen der geringen radiologischen Auswirkungen auf die Bevölkerung der Kategorie 5 zugehörig.

Bei neuen Anlagen wurde und wird das Sicherheitsniveau zunehmend gesteigert (siehe Abb.5), allerdings bleibt derzeit ein wenn auch sehr kleines Restrisiko für Kernschmelzen und damit grundsätzlich für die Freisetzung radioaktiver Spaltprodukte in die Umwelt.



Stufe 0: Keine Gefährdung der Sicherheit (no safety significance).

Stufe 1: Anormalität (anomaly). Ungewöhnliches Ereignis bei Funktion oder Betrieb, das kein Risiko darstellt, aber auf einen Fehler in den Sicherheitsvorkehrungen schließen läßt. Dies kann ein Materialfehler, menschliches Versagen, aber auch Fehlverhalten gewesen sein.

Stufe 2: Zwischenfall (incident). Technischer Zwischenfall oder Anormalität, der ein Überdenken der Sicherheitsvorkehrungen notwendig macht. Es muß dabei nicht unbedingt ein gravierender Fehler vorliegen.

Stufe 3: Schwerer Zwischenfall (serious incident). Austritt von Radioaktivität, die über den von den Behörden festgesetzten Grenzen liegt. Außerhalb des Reaktors sind keine Maßnahmen notwendig. Weitere Fehler im Sicherheitssystem könnten zu einem Unfall führen. Beispiel: Vandellós (Spanien) 1989.

Stufe 4: Unfall vorwiegend in der Anlage (accident mainly in installation). Austritt von Radioaktivität in größerem Ausmaß. In der direkten Umgebung angebaute und gelagerte Lebensmittel sollten untersucht werden. Der Reaktorkern ist beschädigt. Im Atomkraftwerk Beschäftigte könnten gesundheitsgefährdende Strahlung abbekommen haben. Beispiel: Saint Laurent (Frankreich) 1980.

Stufe 5: Unfall mit Risiken außerhalb des Reaktors (accident with off-site risks). Austritt von spaltbarem Material. Teilweises Inkrafttreten eines Sicherheitsplanes (z.B. Aufsuchen von Schutzräumen, teilweise Evakuierung). Schwere Beschädigung eines großen Teils des Reaktorkerns. Beispiele: Windscale (Großbritannien) 1957, Three Mile Island (USA) 1979.

Stufe 6: Schwerer Unfall (serious accident). Austritt großer Mengen an spaltbarem Material. Volles Inkrafttreten des Sicherheitsplanes unbedingt notwendig, um die Gesundheitsgefährdung zu verringern.

Stufe 7: Größerer Unfall (Major accident). Freilegung eines Großteils des Reaktorkerns und Austritt von spaltbarem Material mit langer und kurzer Zerfallszeit. Möglichkeit akuter und kurzer Zerfallszeit. Möglichkeit akuter Gesundheitsschäden. Spätere Auswirkungen über einem weiten Gebiet, auch mehrere Staaten. Langanhaltende Konsequenzen für die Umwelt. Beispiel: Tschernobyl (Sowjetunion) 1986.

Abb. 6: Einordnung von Störfällen und Unfällen bei kerntechnischen Anlagen nach der INES-Skala der IAEA

Auch die Hinterlassenschaften der militärischen Nutzung der Kernenergie (Produktionsreaktoren, Waffenplutonium, Wiederaufarbeitungsrückstände, ungeordnete Deponien für Abfälle) haben das Vertrauen der Bevölkerung in eine verantwortliche Nutzung der Kernenergie nachhaltig gestört.

So werden immense Aufwendungen notwendig, um die Altlasten aus dem militärischen Bereich in den verschiedenen Kernwaffenstaaten (z.B. USA, GUS) oder in Ländern, in denen das Uran für diese militärischen Programme gewonnen wurde (z.B. ehem. DDR) zu sanieren.

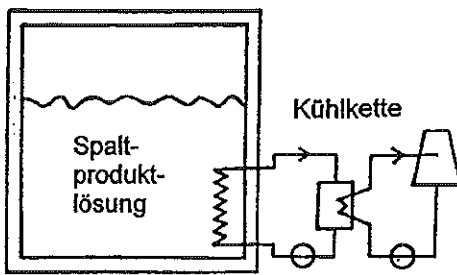
2. Die Zwischenlagerung hochradioaktiver Abfälle als Beispiel für katastrophenfreie Kerntechnik

Lösungen für katastrophenfreie Kerntechnik im oben dargelegten Sinne sind in der Praxis der kerntechnischen Entsorgung bereits in Gebrauch.

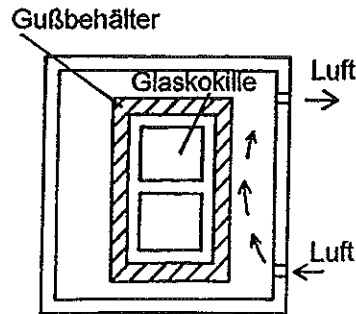
Hochradioaktive, stark wärmeerzeugende Abfälle aus der Wiederaufarbeitung werden entweder in flüssiger Form in Tankanlagen oder in fester Form - z.B. in Glasblöcken eingeschmolzen in Gußbehältern - zwischengelagert. Abb. 7 zeigt die beiden Konzepte.

probabilistisch sicheres Konzept

katastrophenfreie Kerntechnik



a) Zwischenlagerung flüssiger Abfälle



b) Zwischenlagerung verglaster Abfälle

Abb. 7: Zwischenlagerung von hochaktiven, stark wärmeerzeugenden radioaktiven Reststoffen

Bei Lösung a) erfolgt die Nachwärmeabfuhr durch redundant und evtl. auch diversitär ausgeführte Kühlketten. Die Dichtigkeit nach außen wird durch Edelstahlbehälter gewährleistet. Hier sind Korrosionsfragen zu beachten. Wasserstoff, der sich im Tank, z.B. durch Radiolyse bilden kann, wird durch technische Systeme beherrscht. Äußerer Einwirkungen wird durch entsprechende Auslegung und Gestaltung des Lagergebäudes Rechnung getragen. Insgesamt handelt es sich um ein System, welches auf das Funktionieren aktiver Sicherheitseinrichtungen angewiesen ist.

Daß bei der Lagerung von hochradioaktiven Flüssigkeiten nach diesem Prinzip, welches auch hier als probabilistisch sicheres Konzept bezeichnet werden kann, gravierende Störereignisse auftreten können, wurde durch den katastrophalen Unfall in Tscheljabinsk (1957) deutlich, bei dem durch eine Explosion eines derartigen Tanks große Mengen an radioaktiven Stoffen freigesetzt wurden mit verheerenden Folgen für eine weite Umgebung.

Wenn dagegen die hochaktiven Spaltprodukte in Glas eingebettet und die Glaskokillen in Gußbehältern untergebracht werden (siehe Abb. 7b), erhält man ein System, welches den Anforderungen der katastrophenfreien Kerntechnik genügt. Die Nachwärme wird selbsttätig durch Wärmeleitung, Wärmestrahlung und freie Konvektion nach außen an die Umgebungsluft abgegeben. Reaktivitätsereignisse sind unmöglich, da kein Spaltstoff in den Glaskokillen enthalten ist, der Einbruch von Fremdmedien (Luft) in die Behälter kann nicht zu katastrophalen Freisetzungen führen und wegen fehlenden Innendrucks im System kann es nicht zu mechanischen

Schäden aus innerer Ursache kommen. Gegen die äußeren absehbaren Einwirkungen schützt die hinreichend bemessene Wand des Lagerbehälters. Es sind keine Störereignisse aus inneren oder aus absehbaren äußeren Ursachen erkennbar, die bei diesem Konzept zu katastrophalen Spaltproduktfreisetzungen führen können.

Auch die im vorigen Kapitel angesprochene Grenze für das Prinzip der katastrophenfreien Kerntechnik kann hier deutlich gemacht werden: bei Sabotage z.B. durch Raketenbeschuß wäre eine größere Freisetzung von Spaltprodukten aus einem derartigen Behälter möglich; will man auch noch gegen derartige Ereignisse Vorsorge treffen, muß z.B. eine ausreichende Erdüberdeckung eines verstärkt ausgelegten Lagergebäudes vorgesehen werden.

Ähnliche Überlegungen können im Vergleich auch für die Zwischenlagerung von abgebrannten Brennelementen in großen Wasserbecken bzw. von Brennelementen in luftgekühlten CASTOR-Behältern angestellt werden. Auch hier kommt man zu dem Ergebnis, daß es sich bei der trockenen Zwischenlagerung im Sinne der vorher angeführten Begriffsbildung um katastrophenfreie Kerntechnik handelt. Dieses Sicherheitsprinzip gilt es auch in zukünftigen Kernkraftwerken zu realisieren.

3. Übersicht über neue Ansätze in der Reaktortechnik

Grundsätzlich sind Bemühungen zu beobachten, die in vier verschiedene Richtungen gehen (siehe Abb. 8).

Zunächst gibt es eine Reihe von Ansätzen, Reaktoren weiterzuentwickeln, bei denen ein Kernschmelzen zwar immer noch eintreten kann, bei denen aber eine verringerte Wahrscheinlichkeit für das Eintreten einer Kernschmelze angestrebt wird (Abb. 8a). Die Entwicklungen der Konzepte AP 600 (verbesserter Druckwasserreaktor von Westinghouse mit einer elektrischen Leistung von 600 MW) und SBWR in den USA (verbesserter Siedewasserreaktor von General Electric und japanischen Firmen mit einer elektrischen Leistung von 1300 MW) sind typische Beispiele für diese Richtung. Wesentliche neue Elemente bei diesen Reaktorkonzepten sind in erster Linie immer Verbesserungen der Nachwärmeabfuhr, z.B. durch große Wasserspeicher im Reaktorschutzgebäude, durch passive Kühlung des Reaktorschutzgebäudes oder durch zusätzliche Flutmöglichkeiten für den Reaktorkern.

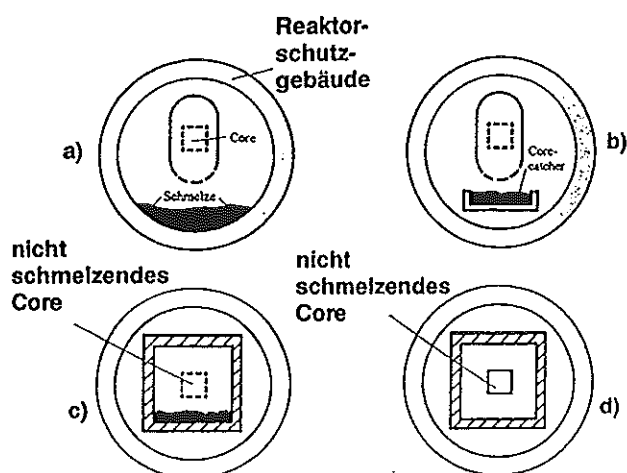


Abb. 8: Heutige Kerntechnik und zukünftige Wege zu Anlagen mit erhöhter Sicherheit

- a) heutige Kerntechnik: keine Vorsorge gegen eingetretene Kernschmelze
- b) Weiterentwicklung der heutigen Technik (EPR): Spaltprodukte sollen bei Kernschmelzunfällen im RSR bleiben (externe Corecatcher zur Beherrschung der Kernschmelze)
- c) innovative Reaktoren: Spaltprodukte sollen bei Kernschmelzunfall im RDBL (und LRS) bleiben (interne Corecatcher zur Beherrschung der Kernschmelze)
- d) innovative Reaktoren: Spaltprodukte sollen bei Kernaufheizung in den Brennelementen bleiben (Core kann nicht schmelzen, Brennelemente können nicht zerstört werden)

Die zweite Richtung der Bemühungen um Fortschritte in der Reaktorsicherheit (Abb. 8b) besteht darin, Reaktoren zu entwickeln, bei denen zwar immer noch Kernschmelzen auftreten kann, bei denen aber das Reaktorschutzbau so konstruiert wird, daß eine Kernschmelze in diesem zurückgehalten werden kann. Ein wesentlicher Vertreter dieser Richtung ist der EPR-Reaktor (Druckwasserreaktor der Firma Siemens und Framatome mit einer elektrischen Leistung von 1450 MW). Charakteristisch sind hier ein Corecatcher zur Aufnahme einer Kernschmelze und besondere Kühleinrichtungen für diese neue Komponente sowie weitgehende Modifikationen des Reaktorschutzbau zur Aufnahme der Lasten, die sich aus Kernschmelzunfällen ergeben können. Das Reaktorschutzbau muß über lange Zeiträume dicht bleiben und die radioaktiven Stoffe in ausreichendem Maße zurückhalten.

Bei der dritten Möglichkeit (Abb. 8c) soll die Rückhaltung und Kühlung der Kernschmelze im Reaktordruckbehälter erfolgen. Der PIUS-Reaktor, eine schwedische Entwicklung mit einem Druckwasserreaktor, der in einem Spannbetonbehälter mit sehr großem Wasservolumen angeordnet ist, kann als typischer Vertreter dieser Richtung angesehen werden. Hier wird eine sehr lange Karenzzeit angestrebt (Nachwärmeabfuhr durch Verdampfung von Poolwasser), ehe neues Wasser eingefüllt werden muß oder Kernschmelzen eintritt.

Alternativ gibt es Kernreaktoren, die so gestaltet sind, daß ein Schmelzen des Kerns auch nach Kühlmittelverlust und vollständigem Ausfall jeglicher aktiver Kühlung naturgesetzlich ausgeschlossen ist (Abb. 8d). Die Brennelemente können bei geeigneter Auslegung und Gestaltung des Reaktors auch durch chemische oder mechanische Effekte nicht zerstört werden. Unzulässige Freisetzungen von radioaktiven Stoffen aus den Brennelementen sind dann unmöglich. Der Hochtemperaturreaktor (HTR) ist nach den bisher vorliegenden Erfahrungen dieser Kategorie zuzurechnen. Evtl. können auch innovative, speziell gestaltete wassergekühlte Reaktoren mit der hier genannten Zielsetzung ausgelegt werden.

Die gesicherte Nachwärmeabfuhr und die Vermeidung bzw. Beherrschung einer Kernschmelze haben sich als Schlüsselfrage in der Reaktorsicherheit herausgestellt. Die folgende Abbildung 9 möge die grundsätzlichen Unterschiede, die sich bei einem Reaktor nach Verlust des Kühlmittels und der aktiven Kühlung einstellen könnten, noch einmal verdeutlichen.

Wege zur Realisierung der zukünftigen Kerntechnik müssen einschließlich integraler Nachweise überprüft und im Hinblick auf die Erfüllung des für die Zukunft geforderten Sicherheitsverhaltens bewertet werden.

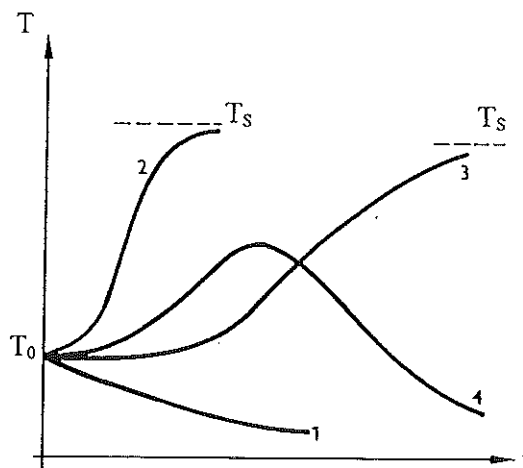


Abb. 9: Qualitative zeitliche Verläufe der Brennstofftemperaturen im Core eines Reaktors

1. Abkühlung des Cores durch NWA-Loops (Normalfall)
2. Coreaufheizung bis zum Schmelzen nach Ausfall der aktiven NWA-Systeme
3. Coreaufheizung bis zum Schmelzen nach Ausfall der aktiven NWA-Systeme (Nutzung eines großen Wasserpools zur NWA durch Verdampfung, Erhöhung der Karenzzeit)
4. selbsttätige NWA beim HTR durch Wärmeleitung, Wärmestrahlung und Naturkonvektion, Vermeidung des Kernschmelzens, Begrenzung der Störfalltemperatur auf zulässige Werte notwendig).

4. Neue Reaktoren mit verringerter Kernschmelzhäufigkeit

Ein wesentlicher Vertreter dieser Richtung, bei der die Kernschmelzhäufigkeit noch weiter reduziert werden soll, ist der AP 600, der in den USA von Westinghouse entwickelt wird (600 MW_{el}-Druckwasserreaktor). Bei diesem Reaktorsystem wird besonderer Wert auf die Zuverlässigkeit der Nachwärmeabfuhr sowie auf eine Verbesserung des Sicherheitsbehälters gelegt.

Abb. 10 zeigt eine Übersicht über das Primärsystem dieser Reaktoranlage, Abb. 11 zeigt das Prinzip des Reaktorschutzgebäudes und der Nachkühleinrichtungen, die für dieses System vorgeschlagen werden. Durch die hier gezeigten Maßnahmen soll die Kernschmelzhäufigkeit im Vergleich zur heutigen LWR-Technik in den USA gesenkt werden, und der Sicherheitsbehälter soll längerfristig durch Naturzug kühlbar sein. Einrichtungen, die zur Beherrschung einer einmal aufgetretenen Kernschmelze dienen könnten, sind noch nicht in der Diskussion. Im einzelnen weist der Konzeptvorschlag folgende Merkmale auf: Es handelt sich um eine 2 Loop-Anlage. Am Boden der beiden Dampferzeuger befinden sich jeweils 2 Pumpen mit Antrieben. Hierdurch wird der Rohrleitungsaufwand im Vergleich zum normalen Druckwasserreaktor reduziert.

Der Primärkreis ist in einem stählernen Sicherheitsbehälter untergebracht, dieser ist wiederum von einem Betongebäude umgeben. Der Zwischenraum zwischen Sicherheitsbehälter und Gebäude wird zur Führung von Kühlluft und damit zur Wärmeabfuhr benutzt. Im oberen Bereich des Betongebäudes befindet sich ein Wasserspeicher. Dieses Wasser wird zur Verbesserung der Kühlung eingesetzt. Das Nachwärmeabfuhrsystem besteht aus 3 mal 50 % Kühlloops; Naturzirkulation wird ausgenutzt, um Kühlwasser vom Primärsystem zu den Wärmetauschern zu transportieren. Diese Wärmetauscher befinden sich in dem Wasserbecken, welches zum Brennelementwechsel vorgesehen ist. Die hier anfallende Wärme wird durch Verdampfung und Kondensation an kälteren Einbauten im Sicherheitsbehälter verteilt. Aus der bisher angewendeten Kerntechnik bekannte Systeme werden zusätzlich für die Aufgaben der Notkühlung eingesetzt. Die Injektion von boriertem Wasser in Notkühlprozeduren erfolgt mit Hilfe der Schwerkraft.

Die Kühlung des Sicherheitsbehälters ist als neuartig anzusehen. Kalte Luft aus der Umgebung wird im Zwischenraum zwischen Stahlliner und Beton aufgewärmt, hierbei erfolgt der Transport der Luft durch Naturkonvektion. Am oberen Ende des Betongebäudes wird die aufgewärmte Luft in die Umgebung abgegeben. Die Kühlung kann zusätzlich durch Wasser, welches

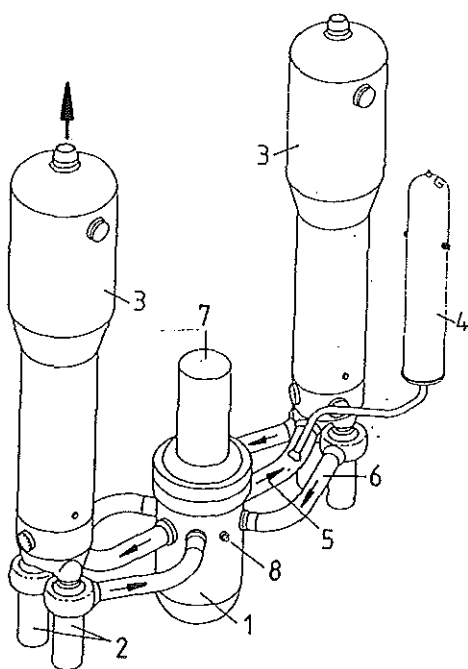


Abb. 10: Primärkreis des AP 600

1: Reaktordruckbehälter; 2: gekapselte Primärkühlmittelpumpe; 3: Dampferzeuger; 4: Druckhalter; 5.: Kühlmittelleitung heiß; 6: Kühlmittelleitung kalt; 7: gekapselte Steuerstabantriebe; 8: Stützen für Sicherheitseinspeisung

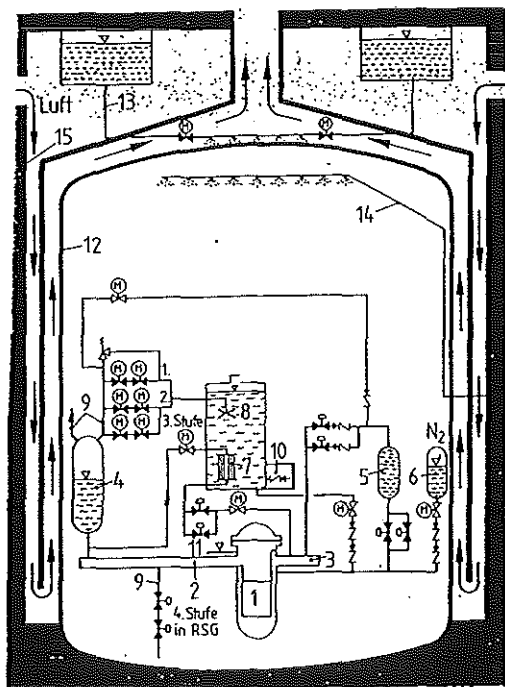


Abb. 11: Sicherheitseinrichtungen des AP 600

1: RDB mit Core; 2: heiße Kühlmittelleitung; 3: kalte Kühlmittelleitung;
4: Druckhalter; 5: Vorratsbehälter des HD-Einspeisesystems (1 von 2);
6: Druckspeicher-Einspeisesystem (1 von 2); 7: Hochdruck-NWA-Kühler;
8: Flutbehälter; 9: Druckentlastungssystem; 10: Flutbehälterkühler (1 von 2);
11: Wasserspiegel nach der Flutung;
12: Sicherheitsbehälter; 13: Sicherheitsbehaltersprühsystem; 14: Container-sprühsystem; 15: Reaktorgebäude

unter Schwerkraft aus einem im oberen Bereich befindlichen Wassertank auf die Stahlhülle gesprüht wird, unterstützt werden. Zusätzlich kann boriiertes Wasser zur Kühlung und Druckabsenkung in die Atmosphäre des Sicherheitsbehälters gesprüht werden. Für die ersten 3 Tage nach einem Störfall sind keine Operatoreingriffe vorgesehen. Das AP-600-Konzept wird natürlich auch zunächst demonstriert werden müssen; es bleibt jedoch die grundsätzliche Möglichkeit des Kernschmelzens. Insgesamt können somit nur Verbesserungen im Hinblick auf die Häufigkeit für dieses Ereignis erwartet werden.

5. Neue Reaktoren mit Einrichtungen zur Beherrschung von Kernschmelzunfällen

Der EPR-Reaktor ist ein wesentlicher Vertreter dieser Richtung. Eine eventuell eingetretene Kernschmelze soll innerhalb des Reaktorschutzgebäudes zurückgehalten werden.

Das Konzept der NPI (Nuklear Power International, Tochterfirma von Siemens und Framatome) basiert auf der Technologie der Druckwasserreaktoren großer Leistung. Der EPR

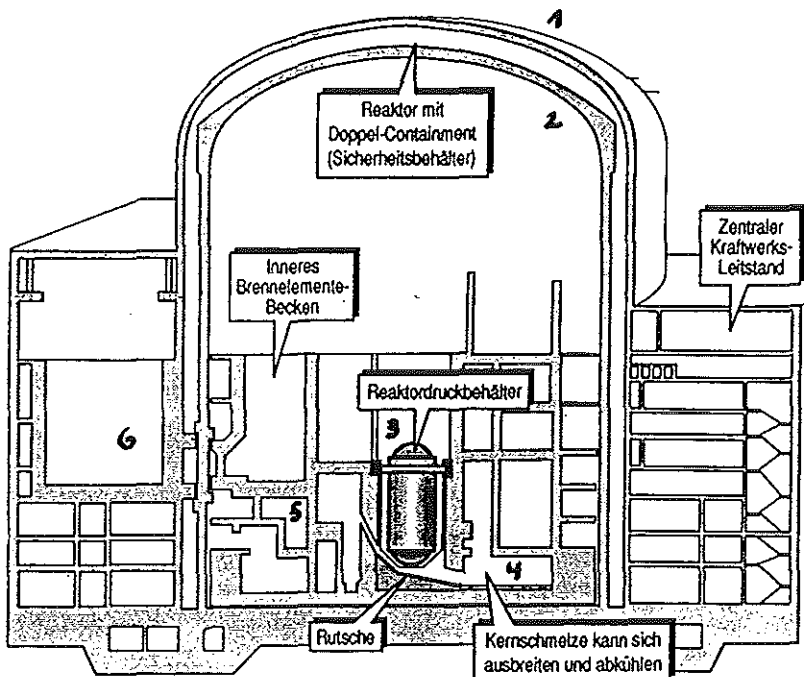


Abb. 12: Konzept des EPR von NPI (Nuclear Power International): Druckwasserreaktor mit einer Leistung von 1500 MW_e

1: Reaktorgebäude; 2: Beton-Containment; 3: Reaktordruckbehälter; 4: Kernschmelzkühlvorrichtung; 5: Teil des innenliegenden Flutbeckens (IRWST); 6: Brennelement-Lagerbecken

(European Pressurized Reactor) ist ein System mit einer thermischen Leistung von rund 4500 MW. Hier wird ein Zielwert für die komplementäre Kernschmelzhäufigkeit von besser als 10^{-6} pro Jahr angestrebt. Die Wahrscheinlichkeit für große Spaltproduktfreisetzungen in die Umgebung soll in den Bereich von 10^{-7} bis $10^{-8}/a$ gebracht werden. Die Nachwärmeabfuhrsysteme sollen Hochdruckeinspeise- und Niederdruckeinspeisesysteme sowie Druckspeicher umfassen, ähnlich wie dies von modernen Druckwasserreaktoren seit langem bekannt ist. Für den Sicherheitsbehälter sind Lösungen mit einer Doppelschale in Bearbeitung. Die Verlegung des Brennelementlagerbeckens nach außen ist vorgesehen und würde so den Zugriff auch nach schwersten Reaktorstörfällen sicherstellen. Auch die Implementierung von Corecatchern am Boden des RSG ist vorgesehen. Abb. 12 zeigt eine Übersicht über das Konzept entsprechend dem derzeitigen Planungsstand.

Die folgenden Sicherheitseinrichtungen sind zusätzlich vorgesehen, um die Konsequenzen eines Kernschmelzunfalls für die Umgebung der Reaktoranlage auszuschließen:

- Es sind Vorrichtungen zur Druckentlastung des Sicherheitsbehälters vorhanden, um nach einigen Tagen eine Reduktion des Innendrucks herbeiführen zu können. Angeschlossene Filter halten die Spaltprodukte (feste, Aerosole) weitgehend zurück.
- Die Dampferzeuger können mit Zusatzwasser bespeist werden oder auch entlastet werden. Auch Einspeisungen mittels externer Hilfseinrichtungen sind möglich.
- Der Primärkreis kann durch Öffnen von Ventilen am Druckbehälter druckentlastet werden. Aus zusätzlichen Druckspeichern kann Wasser in den Primärkreis eingespeist werden.
- Im Sicherheitsbehälter sind Wasserstoffzünder eingebaut, um den Wasserstoff, der sich im Ablauf von Kernschmelzunfällen gebildet hat, kontinuierlich umzusetzen, so daß explosive Gasmischungen, die zu unzulässigen Systemdrücken führen könnten, vermieden werden.
- Am Boden des Reaktorschutzgebäudes befindet sich ein Corecatcher zur Aufnahme und zur Kühlung einer Kernschmelze.

Abb. 13 zeigt einen Vorschlag zur Gestaltung eines Corecatchers unterhalb des Reaktordruckbehälters zur Aufnahme einer Kernschmelze. Die gesamte Coriummenge (rund 150 t) soll sich auf einer Fläche von etwa 150 m^2 bis 200 m^2 ausbreiten. Von oben soll dann mit Wasser im Direktkontakt gekühlt werden. Andere Lösungen werden ebenfalls diskutiert. Dieses Reaktorsystem kann die Anforderungen der katastrophensicheren Kernenergie erfüllen, wenn folgende Forderungen nachweislich erfüllt werden können:

- Funktion des Corecatchers und Rückhaltung sowie verlässliche Kühlung der Coreschmelze in dieser Einrichtung
- Beherrschung des während des Störfalls gebildeten Wasserstoffs einschließlich evtl. auftretender Detonationen.
- Ausschluß oder Beherrschung des Behälterberstens.
- Beherrschung oder Ausschluß der Dampfexplosion.
- Beherrschung des Hochdruckkernschmelzens.
- Gewährleistung der integralen Dichtigkeit des Reaktorschutzgebäudes über lange Zeiten nach einem schweren Störfall.

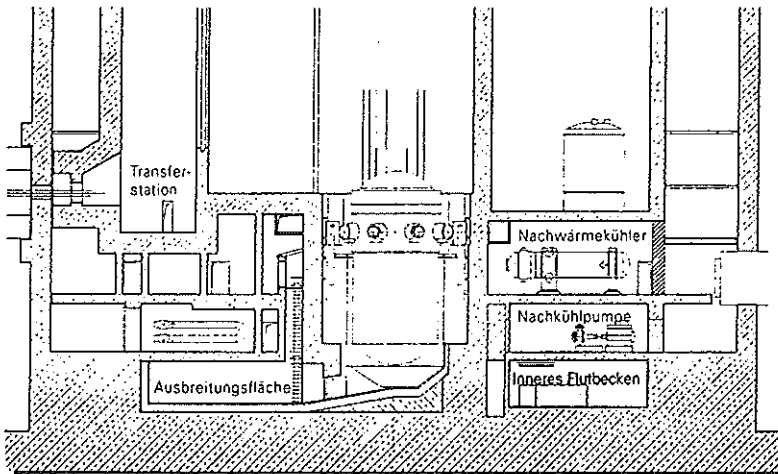


Abb. 13: Konzept eines Corecatchers zur Aufnahme und Kühlung einer eingetretenen Kernschmelze beim EPR

Auch dieses interessante Gesamtkonzept muß im Detail geplant, experimentell nachgewiesen und dann durch Bau einer Prototypanlage belegt werden. In jedem Falle müssen die komplexen Zusammenhänge, die bei einem Kernschmelzunfall auftreten, durchschaut, modelliert und bei der Anlagenplanung richtig erfaßt werden.

Ein weiterer Ansatz zur Beherrschung der Kernschmelze wird beim Karlsruher Konzept für Druckwasserreaktoren versucht (Abb. 14). Wesentlich ist auch hier, daß ein Corecatcher zur Aufnahme einer eingetretenen Kernschmelze vorgesehen wird, womit ein denkbare Durchschmelzen der Fundamentplatte verhindert würde. Damit wäre das Eintreten von Aktivität in das Grundwasser ausgeschlossen. Weiterhin wird ein neuartiger Sicherheitsbehälter vorgeschlagen, welcher wesentlich höhere Belastungen als heute üblich aufnehmen könnte.

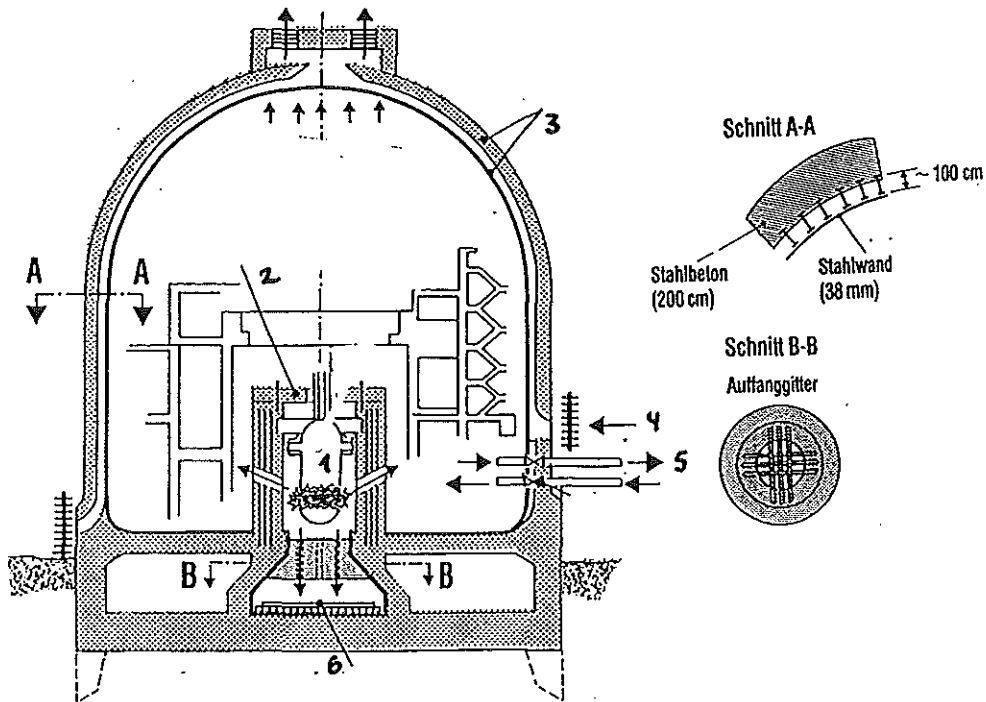


Abb.14: Konzept für Druckwasserreaktoren mit Corecatcher nach Vorschlägen des

Kernforschungszentrums Karlsruhe

1: Reaktordruckbehälter;

3: äußere Sicherheitsumschließung

5: Sicherheitsbehälterabschlußsystem

2: innere Sicherheitsumschließung

4: Naturzugkühlung

6: Kernschmelzkühleinrichtung

Dynamische Belastungen bis zu 30 bar können demnach statisch ertragen werden. Auch sind Vorrichtungen gegen die Einwirkungen von fliegenden Behälterfragmenten, die nach einem Behälterbersten oder Hochdruckkernschmelzversagen des Reaktorsystems wegfiegen könnten, vorgesehen. So sind vorgespannte Trümmerschutzbetonstrukturen um den Reaktordruckbehälter herum angeordnet.

Natürlich müssen die sicherheitstechnischen Eigenschaften auch dieses neuen Reaktorsystems durch Experimente möglichst im Originalmaßstab bewiesen werden. Auch der Bau eines Prototyps wird wohl erforderlich sein.

Ein System, bei dem das Eintreten einer Kernschmelze nach Ausfall der Kühlung zeitlich stark verzögert und evtl. innerhalb des Reaktordruckbehälters zurückgehalten werden kann, ist der PIUS-Reaktor.

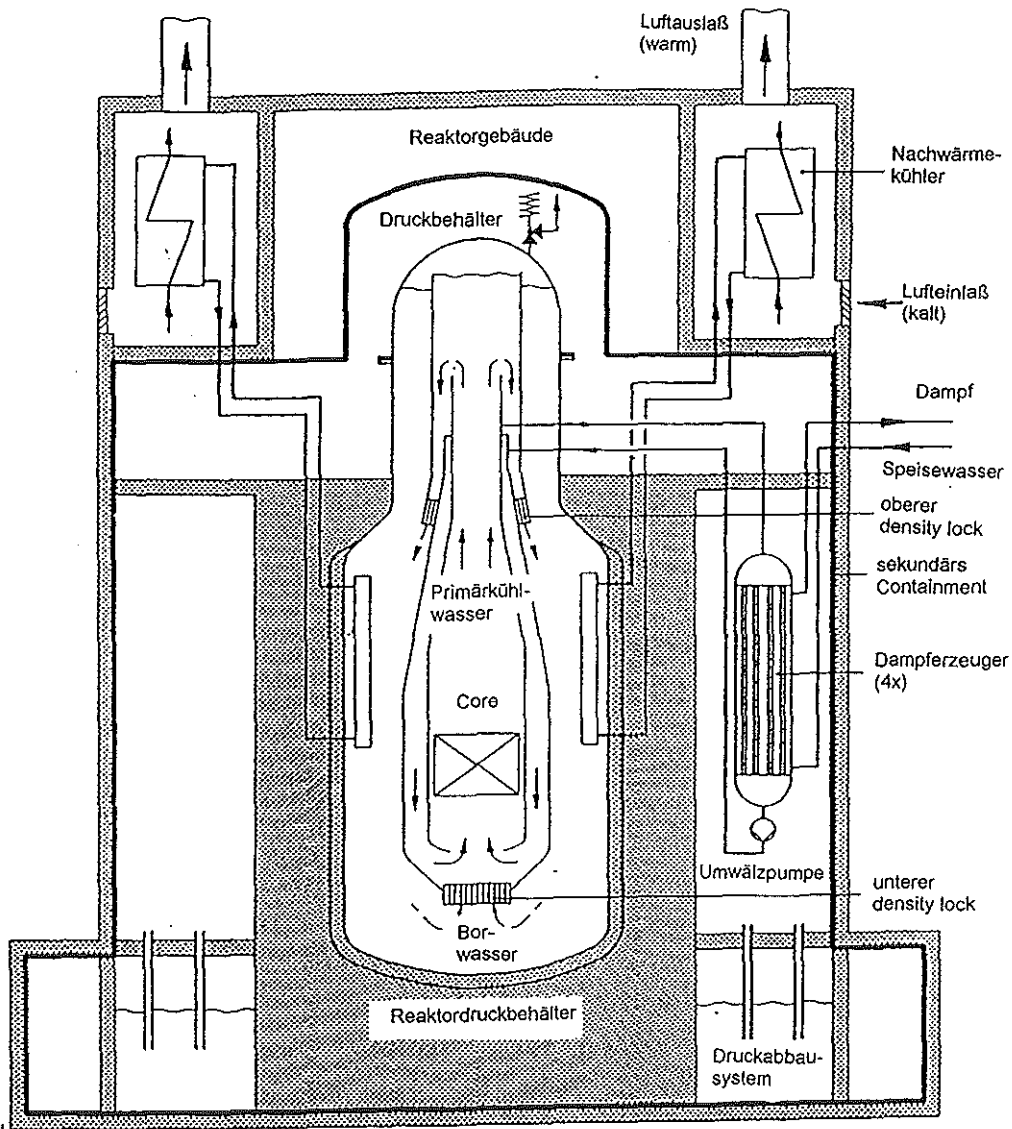


Abb. 15: Prinzipdarstellung des PIUS-Reaktors

Das PIUS-Prinzip baut auf dem in den 70er Jahren von der ASEA für Heizreaktoren entwickelten System des SECURE-Reaktors auf. Dem Prinzip nach handelt es sich um einen Schwimmbadreaktor, dessen sicherheitsrelevante Eigenschaften auf passiven oder inhärenten

Bere Einwirkungen, welches den Reaktorbehälter und vier DE aufnimmt. Der RDB besteht aus einem oben offenen SBB mit Stahldom, der Ein- und Auslaßstutzen der DE-Loops sowie den Druckhalter aufnimmt (siehe Abb. 15). Der SBB hat einen Innendurchmesser von ca. 12 m sowie eine Höhe von 38 m innen und kann 3300 m³ Wasser aufnehmen. Die Abdichtung erfolgt durch einen Stahl liner und eine 1 m tief im Beton eingegossene zweite dichte Stahlhülle, die bis zur Oberkante des Reaktorkamins keine Durchdringungen aufweist. Am Boden der RDB-Kaverne sind ein 2000 MW_{th}-Reaktorcore mit einer Leistungsdichte von ca. 73 MW/m³ und ein Becken für abgebrannte BE angeordnet. Das Kühlmittel wird von unten durch das Core gepumpt, steigt im Kamin aufwärts und gelangt vom Dom aus in die seitlich des SBB angeordneten DE, wobei die siphonartige Leitungsführung bei zu unterstellenden Brüchen der Hauptkühlmittelleitung ein Auslaufen des Reaktorpools verhindert.

Das hoch borierte Poolwasser wird durch hydraulisch wirkende, mechanisch offene, aus senkrechten Rohren bestehende Verschlüsse (density locks) vom Primärkühlmedium getrennt. Die Regelung der Reaktorleistung und die Kompensation der Überschußreaktivität erfolgt ausschließlich durch abbrennbare Gifte, Borsäure im Kühlwasser und einen stark negativen Temperaturkoeffizienten der Reaktivität kombiniert mit dem Durchsatz und der Temperatur des Primärkühlmittels. Geraten der hydraulische Druckverlust des Primärkreises und die hydrostatische Druckdifferenz zwischen den oben auf dem Kamin angeordneten density-locks aus dem Gleichgewicht, so gelangt hoch boriertes kaltes Poolwasser ins Reaktorcore und schaltet die Kettenreaktion vollkommen passiv gesteuert ab (Abb. 16). Es entsteht bei Ausfall der Umwälzung durch die Loop-Pumpen eine freie Konvektionsströmung des Poolwassers durch das Reaktorcore, so daß die NWA zunächst in den Pool erfolgt. Dort sind zwei Systeme zur Kühlung des Poolwassers installiert: ein aktives Kühlsystem basierend auf zwei gekoppelten Wasserkreisläufen und ein passives System, basierend auf einem im Naturumlauf betriebenen Wasserkreislauf und einem Naturzugkühlturm. Somit erfolgt die NWA passiv. Bei Ausfall aller externen Wärmesenken ist die NWA für 7 Tage durch Verdampfen des Poolwassers gesichert.

Das Containment ist an die Ausführung der schwedischen SWRs angelehnt. Bei Brüchen der Frischdampfleitung kann es kurzzeitig zu einem Druckanstieg auf 3 bar kommen; in Verbindung mit Kondensationskammern erfolgt aber ein schneller Druckabbau. Die Druckbeherrschung wird erleichtert durch die kurze Ausdampfphase und das Entfallen einer weiteren Dampferzeugung während des Störfallablaufs.

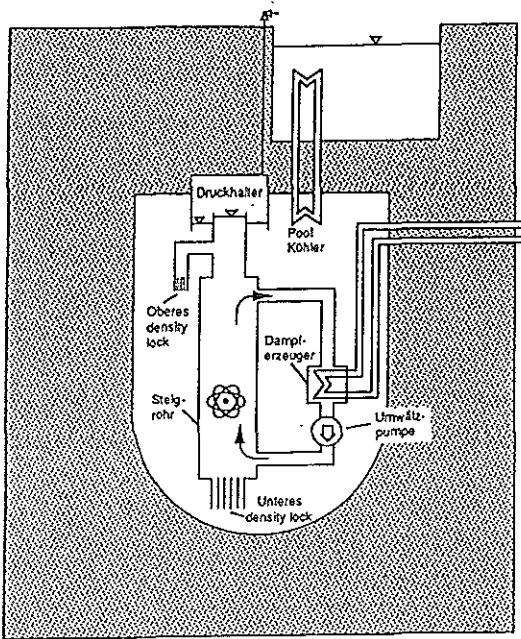


Abb. 16: Funktionsprinzip der Nachwärmeabfuhr

Bedingt durch die Verwendung inhärenter und passiver Mechanismen zur Sicherung des Spaltprodukteinschlusses in den BE bzw. zur Vermeidung eines Coreschmelzens und zur Abfuhr der NWA ist ein sehr zuverlässiges Reaktorsystem möglich. Dennoch ist ein Schmelzen des Cores mit einer Freisetzung der Spaltprodukte in den RDB nach längerer Zeit nicht ausgeschlossen. Weiterhin bleibt abzuwarten, inwieweit sich dieses bisher nur mit einigen Modellversuchen und umfangreichen theoretischen Analysen belegte Konzept der ausschließlich hydraulischen Trennung von "Primärkreis" und "Notkühlkreis" im praktischen Betrieb bewährt.

6. Neue Reaktoren ohne Kernschmelzen

Ein naheliegender Weg zur Realisierung einer innovativen Kerntechnik bei der keine massiven Spaltproduktfreisetzungen möglich sind, ist der, die radioaktiven Spaltprodukte schon im Brennelement zurückzuhalten und ein Schmelzen des Cores naturgesetzlich zu vermeiden. Wenn die radioaktiven Spaltprodukte bei allen denkbaren Störfällen in den Brennelementen zurückgehalten werden sollen, müssen von den Brennelemente und vom Core die in Abb. 17 aufgeführten vier Stabilitätskriterien erfüllt werden. Sind diese erfüllt, so sind auch die sechs notwendigen Sicherheitsanforderungen erfüllt und eine katastrophenfreie kerntechnische Lösung ist gefunden.

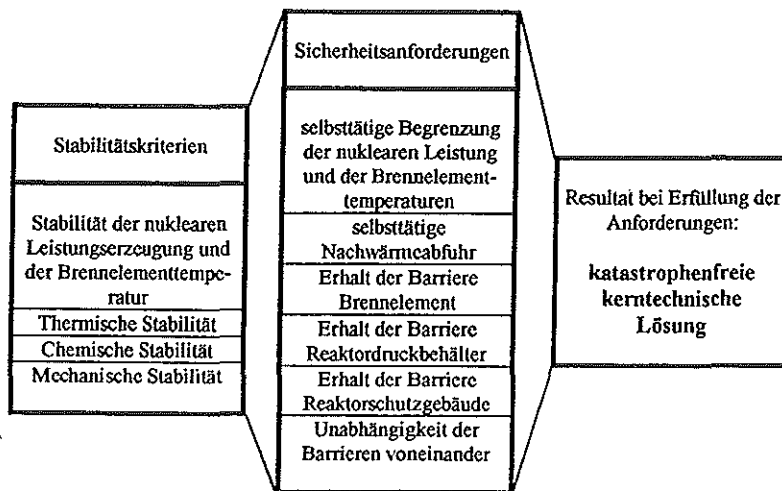


Abb. 17: Stabilitätskriterien und Anforderungen an Brennelemente und Core für Reaktoren mit Rückhaltung der Spaltprodukte in den Brennelementen

Ein Reaktorsystem erfüllt die Bedingungen der Stabilität im Hinblick auf die Begrenzung der nuklearen Leistung und der Brennelementtemperaturen dann, wenn eingebrachte Reaktivitätswerte bei Vorliegen negativer Rückkopplungskoeffizienten selbsttätig kompensiert bzw. überkompensiert werden. In diesem Fall sind Leistung und Brennelementtemperaturen begrenzt, die Brennelemente bleiben intakt und die Freisetzung von Spaltprodukten ist äußerst gering.

Ist dagegen ein System nicht stabil, wächst die Reaktivität unkontrolliert und die nukleare Leistung sowie die Brennelementtemperaturen steigen exponentiell an. Ein Core mit diesem Verhalten würde in kurzer Zeit zerstört.

Thermische Stabilität wird dann erreicht, wenn die Nachwärme aus dem Core und aus dem Reaktor durch selbsttätige Mechanismen wie Wärmeleitung, Wärmestrahlung und Naturkonvektion, d.h. ohne Einsatz von Maschinen abgeführt wird, ohne daß dabei unzulässige Temperaturen in den Brennelementen auftreten.

Bei selbsttätiger Nachwärmeabfuhr und geeigneter Auslegung der Brennelemente, bei denen z.B. der Brennstoff in coated particles eingeschlossen ist, tritt keine unzulässige Überhitzung der Brennelemente auf, und die Spaltprodukte bleiben fast vollständig in den mehrfach beschichteten coated particles. Katastrophale Spaltproduktfreisetzungen sind so naturgesetzlich ausgeschlossen.

Thermisch instabiles Verhalten zeigen hingegen Reaktorsysteme mit einer notwendigen aktiven Nachwärmeabfuhr nach deren Ausfall. Bei Ausfall der aktiven Kühlung, die bekanntlich heute durch aufwendige Gestaltung und sorgfältigen Unterhalt der Nachwärmeabfuhrsysteme sehr unwahrscheinlich gemacht wird, schmilzt der Kern heutiger Leichtwasserreaktoren innerhalb eines Zeitraums von etwa einer Stunde zusammen.

Voraussetzungen für thermische Stabilität sind kleine Kernleistungsdichten, kurze Wärmetransportwege im Kern, permanente hohe Wärmekapazität im Kernbereich, hohe Temperaturbeständigkeit der Materialien im Kernbereich, Rückhaltung der Spaltprodukte im coated particle (heute bis etwa 1600°C gesichert), großes Oberfläche/Volumenverhältnis des Reaktors sowie Vorhandensein einer äußeren Wärmekapazität. Neben diesen von der Auslegung her zu erfüllenden Bedingungen muß das Core bei allen Störfällen auch chemisch und mechanisch stabil bleiben.

Die Forderung nach chemischer Stabilität verlangt eine ausreichende Korrosionsbeständigkeit der Corematerialien gegenüber Betriebs- und Fremdmedien bei allen Störfällen wie etwa Luft- und Wassereinbruch.

Mechanische Stabilität bedeutet, daß der Reaktordruckbehälter nicht katastrophal versagen kann und daß damit z.B. Coredeformationen, die zu unzulässigen Kritikalitätsänderungen führen könnten, unmöglich werden. Berstsicherheit wird z.B. durch vielfach redundant vorgespannte Reaktordruckbehälter gewährleistet. Diese Behälter bauen Überdruckzustände durch Abblasen des Kühlgases über sich öffnende, konstruktiv vorhandene Fugen in der Behälterwand ab. Als Beispiel für einen innovativen Reaktor, dessen Kern niemals schmelzen kann, sei hier der Hochtemperaturreaktor erläutert.

Bei geeigneter Auslegung und Konstruktion ist Kernschmelzen auch nach totalem Kühlmittelverlust und vollständigem Ausfall der aktiven Nachwärmeabfuhr nicht möglich. Wenn dieses Ziel erreicht wird, treten auch nach schwerwiegenden Unfällen praktisch keine Spaltprodukte aus den Brennelementen und aus der Reaktoranlage aus. Das grundsätzliche Anordnungsschema eines Modulreaktors geht aus Abb. 18 hervor. Der Reaktorkern sowie der Dampferzeuger sind in zwei getrennten Stahldruckbehältern, die durch einen Verbindungskanal für die Aufnahme einer Koaxialleitung für die Heliumführung verbunden sind, untergebracht.

Das Gebläse zur Umwälzung des Heliummassenstroms im Primärkreis ist am oberen Ende des Dampferzeugers angeordnet. Der Reaktorkern wird abweichend von allen bislang üblichen Reaktordimensionierungen mit einem Höhe/Durchmesser-Verhältnis von $\approx 3/1$ ausgeführt und

lastung und Ausfall aller aktiven NWA-Systeme durch Naturvorgänge aus dem Kern abfließt und daß damit keine Brennstofftemperaturen als Folge dieses Störfalls erreicht werden, bei denen unzulässig hohe Spaltproduktaustrittsraten aus den Brennelementen zu erwarten sind. Als Grenze wird heute eine Temperatur der Brennstoffpartikel von 1600°C angesehen. Die Beschickung des Reaktors erfolgt mit kugelförmigen Brennelementen mit TRISO-Partikeln, d.h. Partikeln mit drei Beschichtungen (unter anderem Siliciumcarbid) unter Verwendung von niedrig angereichertem Uranoxid (8,6 % Anreicherung) in einem Mehrfachdurchlaufverfahren. Regelung und Heißabschaltung erfolgen bei diesem Reaktortyp durch sechs Reflektorstäbe, zum Kaltabschalten werden achtzehn Reflektorbohrungen mit sechs kleinen Absorberkugeln (sogenanntes Kleinkugel-Absorbersystem) gefüllt. Der Dampferzeuger ist strömungstechnisch so gestaltet, daß bei Ausfall des Gebläses keine Überhitzung und Beschädigung der Komponente auftritt.

Der modulare Aufbau größerer Reaktorleistungen aus einzelnen Reaktoren bringt es mit sich, daß jeder HTR-Modul in einer separaten Beton-Primärzelle angeordnet ist. Diese Betonzellen zur Aufnahme der Reaktordruckbehälter sind zur Abfuhr der Nachwärme in den Störfällen, bei denen der Dampferzeugerloop ausfällt, mit Flächenkühlsystemen ausgerüstet. Diese Flächenkühler sind ständig in Betrieb. Alle Modul-Systeme befinden sich zusammen mit den jeweiligen Betonabschirmungen in einem gegen äußere Einwirkungen ausgelegten Reaktorgebäude, das ohne Innenliner ausgeführt werden kann (Abb. 18a). Für die Beurteilung des sicherheitstechnischen Verhaltens und der Wirtschaftlichkeit dieses Reaktortyps ist es wichtig festzuhalten, daß die Betriebsloops sowie deren Versorgungseinrichtungen keine sicherheitstechnische Bedeutung haben. Alle außerhalb der Primärzellen befindlichen Systeme und Komponenten der Gesamtanlage können in konventioneller Technik ausgeführt werden. Dies ist eine wesentliche Voraussetzung dafür, daß auch bei nuklearen Anlagen kleiner Leistung vertretbare Investitionskosten erreicht werden können.

Der Kern ist mit einer hinreichend niedrigen Kernleistungsdichte ausgelegt, die Wärmetransportwege vom Corezentrum zum Kernrand sind ausreichend kurz, so daß eine maximale Störfalltemperatur an der heißesten Stelle von 1500°C niemals überschritten wird. Die Brennelemente und die graphitischen Corestrukturen lassen sich voraussichtlich in Zukunft durch eine dünne Siliziumcarbidschicht ($\approx 100 \mu\text{m}$) gegen Korrosion durch Wasserdampf und Luft, die im Ablauf von Störfällen in den Primärkreislauf eindringen könnten, vollständig schützen. Die Brennelemente enthalten einen derartig niedrigen Schwermetallgehalt, daß Reaktivitätssteigerungen beim Wassereintrich in den Primärkreis unbedenklich sind. Der Reaktordruckbehälter

ist in Zukunft berstsicher ausführbar. Schlagartiges Versagen des Behälters sowie damit verbundene Änderungen der Kerndimensionen bei hypothetischen Unfällen sind damit konstruktiv ausgeschlossen. Dies ist durch eine sehr große Zahl redundant ausgeführter Spannelemente sowie durch die spezielle Ausgestaltung berstsicherer Behälter erreichbar.

Der Temperaturkoeffizient des hier dargestellten Hochtemperaturreaktors ist in allen Betriebs- und Störfallsituationen stets negativ, so daß Leistungssteigerungen bzw. Temperatursteigerungen selbsttätig zur Reduktion dieser Werte führen. Das gesamte Primärsystem ist in ein Reaktorschutzgebäude eingeschlossen, welches allen extremen heute absehbaren äußeren Ereignissen standhält. Eine zusätzliche Überdeckung mit Erdreich erlaubt Verstärkungen dieses Schutzes im Hinblick auf spätere noch stärkere äußere Einwirkungen.

Bei einer derartig gestalteten nuklearen Anlage sind keine großen Aktivitätsfreisetzungen im Verlauf von Störfällen vorstellbar. Erreicht wird dies im wesentlichen durch das besondere Konzept der Barrieren gegen den Austritt von Spaltprodukten. Die wesentlichen Barrieren sind (siehe Abb. 18 c/d):

- Das beschichtete Partikel mit UO_2 -Kern und drei umgebenden Schichten. Diese Partikel sind fein dispergiert in der Brennelementmatrix untergebracht. In jedem Brennelement sind rund 10.000 dieser Partikel angeordnet. Im Kern einer $200 \text{ MW}_{\text{th}}$ -Anlage befinden sich so bei einer Leistungsdichte von 3 MW/m^3 rund 4 Mrd. Partikel. Somit ist ein Höchstmaß an Redundanz bei den ersten Spaltproduktbarrieren realisiert. Sie bleiben bis 1600°C vollständig intakt.
- Die zweite Barriere wird durch die Brennelementmatrix dargestellt. Auch hier ist mit rund 360.000 Stück je $200 \text{ MW}_{\text{th}}$ eine sehr hohe Zahl von Einschlußsystemen realisiert. Eine später zu verwirklichende äußere Siliziumkarbidschicht um die Brennelemente herum wird den Erhalt dieser Barriere auch für Störfälle wie extremen Wasser- und Lufteinbruch sicherstellen.
- Die dritte Barriere ist der Primärkreiseinschluß, der im Bereich des Reaktors eine vorgespannte Konstruktion und im Bereich des Wärmeaustausches z.B. einen Stahldruckbehälter beinhaltet. Ein derartiger vorgespannter Reaktordruckbehälter wird aufgrund der Vielzahl der Axial- und Radialkabel als berstsicher angesehen.
- Die vierte Barriere ist das Reaktorschutzgebäude, welches praktisch dicht und mit einem angeschlossenen Störfallfilter ausgeführt werden kann.
- Eine fünfte Barriere wäre durch Erdreich und zugehörige Tunnelzugänge realisierbar; jedoch wird dies heute noch nicht ernsthaft in Erwägung gezogen.

enthält wie alle Kugelhaufenreaktorkonzepte die Brennelemente in loser Schüttung. Die mittlere Kernleistungsdichte beträgt 3 MW/m^3 . Durch diese spezielle Form der Kerngestaltung und Auslegung wird zum einen erreicht, daß die Abschaltung allein durch Reflektorelemente erfolgen kann, zum anderen wird dafür Sorge getragen, daß die Nachzerfallswärme nach Druckent-

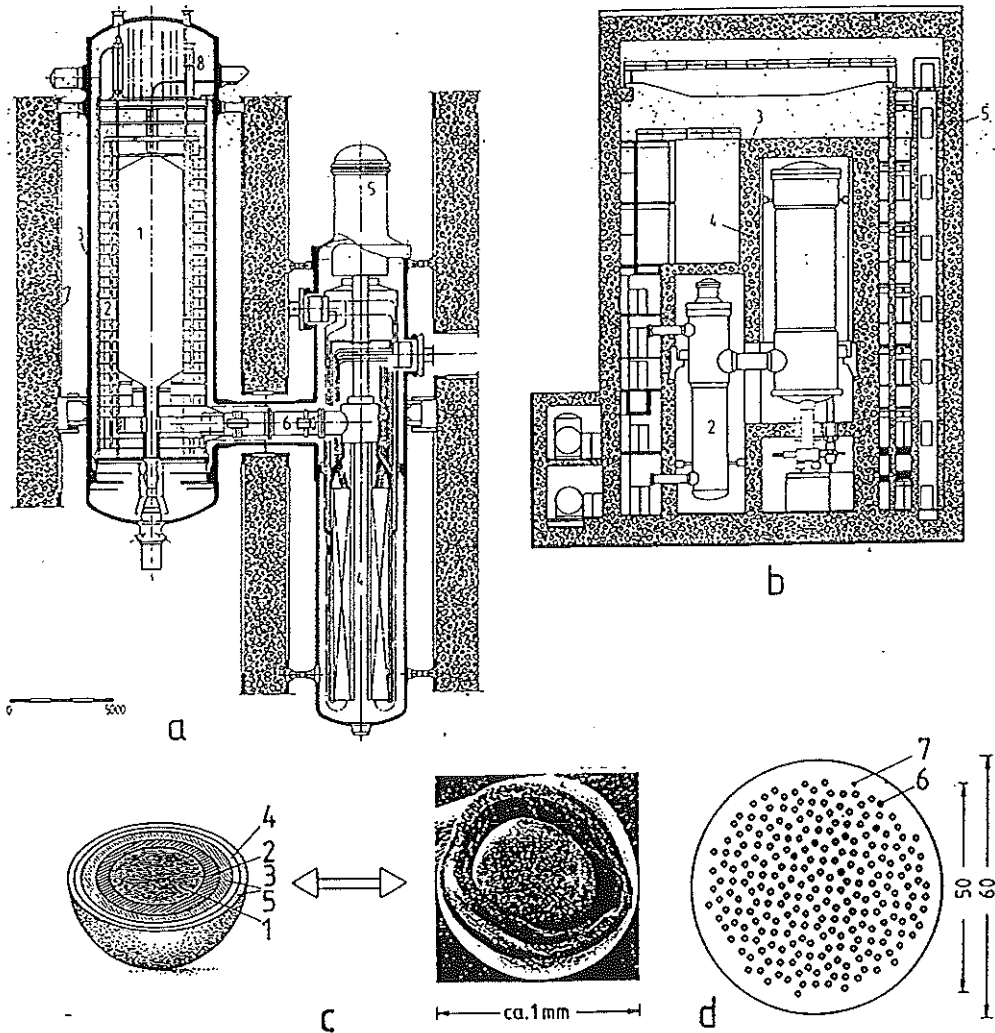


Abb.18: Hochtemperaturreaktor-Modul-Anlage

- a: Primärsystem; 1: Kugelhaufencore; 2: Seitenreflektor; 3: Reaktordruckbehälter; 4: Dampferzeuger; 5: Gebläse; 6: Heißgasleitung; 7: Zellenkühlssystem; 8: Absorberstabantrieb
- b: Primärkreisordnung im Reaktorschutzgebäude; 1: Reaktordruckbehälter; 2: Dampferzeuger; 3: Primärzelle; 4: Zellenkühlssystem; 5: Reaktorschutzgebäude
- c: TRISO-Coated-Particle; 1: UO_2 -Brennstoffkern; 2: Pufferschicht; 3: innere Pyrokohlenstoffschicht; 4: Siliziumkarbidschicht; 5: äußere Pyrokohlenstoffschicht
- d: Brennelementkugel; 6: Brennstoffkern mit Coated Particles; 7: brennstofffreie Graphitschale

Dieses günstige Störfallverhalten für HTR-Anlagen kann bei Verwendung eines ringförmigen Cores bis zu einer Leistung von 500 MW_{th} (bei Einsatz heute verfügbarer Reaktordruckbehälter) erreicht werden.

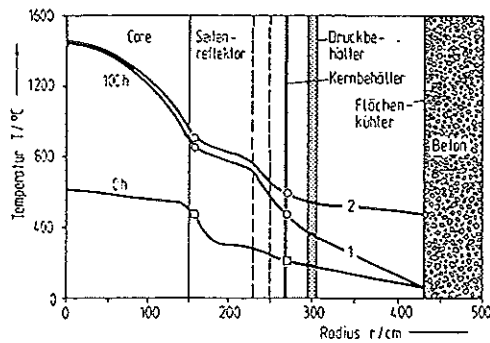
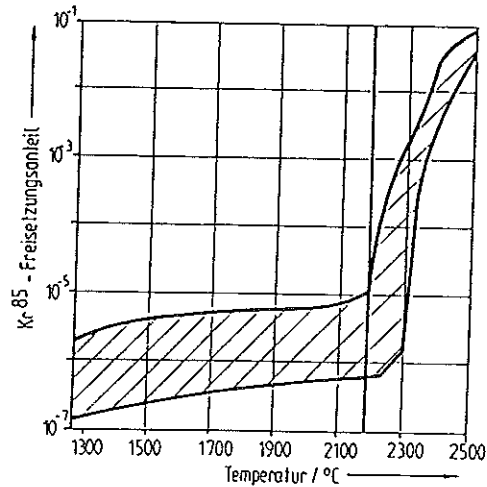


Abb. 19: Radiale Temperaturverteilung im HTR-System nach Ausfall jeglicher NWA und totalem Kühlmittelverlust



a.

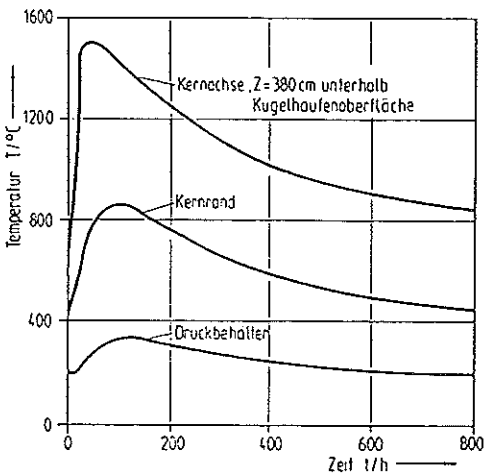
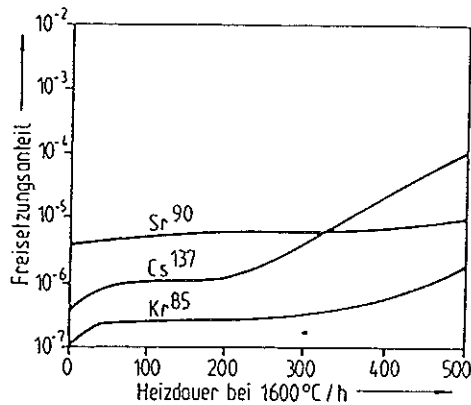


Abb. 20: Zeitlicher Verlauf der Brennstofftemperaturen im HTR-System nach Ausfall jeglicher NWA und totalem Kühlmittelverlust



b.

Abb. 21: Freisetzen von Spaltprodukten aus kugelförmigen Brennelementen in Abhängigkeit von der Zeit und der Störfalltemperatur
a) Krypton 85 aus TRISO-Partikeln
b) verschiedene Isotope aus Brennelementen mit TRISO-Partikeln bei 1600°C

Wie genaue Störfallanalysen ausweisen, sind die Spaltproduktbarrieren unabhängig voneinander, d.h. durch Beschädigung einer Barriere kann die nächste Barriere nicht in Mitleidenschaft gezogen werden. Dies ist in erster Linie dadurch erreicht, daß bei diesem Reaktortyp und bei der hier gewählten Auslegung kein Schmelzen des Cores möglich ist. Diese Eigenschaften sind grundlegend wichtig, um in Zukunft eine katastrophenfreie Kerntechnik realisieren zu können.

7. Schlußbemerkung

Grundsätzlich lassen sich mehrere Wege absehen, wie bei zukünftigen Kernkraftwerken die Gefahren durch schwere Störfälle deutlich reduzieren lassen, bis hin zur Erfüllung des Anspruchs, der durch das modifizierte deutsche Atomgesetz erhoben wird.

Grundlagen der Brennstoffzelle

Dieter Meissner

Institut für Energieverfahrenstechnik (IEV)
Forschungszentrum Jülich (KFA)
52425 Jülich

1 Überblick

Brennstoffzellen wandeln Energie, die in Form von Bindungsenergie in energiereichen, meist wasserstoffhaltigen chemischen Verbindungen gespeichert ist, auf elektrochemischem Wege direkt in elektrische Energie um. Ihr prinzipieller Vorteil gegenüber indirekten Umwandlungssystemen, in denen zunächst Wärme erzeugt wird, liegt einerseits im hohen Wirkungsgrad, der erreicht werden kann, weil die thermodynamische Beschränkung der Wärmekraftmaschinen hier nicht gilt. Andererseits aber besitzen sie den weiteren Vorteil, daß die direkte Umwandlung von chemischer in elektrische Energie äußerst sauber erfolgen kann, also mit nur sehr geringer Produktion umweltrelevanter Schadstoffe.

Brennstoffzellen sind für sehr verschiedene Temperaturbereiche entwickelt worden und können sehr unterschiedliche Brennstoffe nutzen. Sie sind damit interessant einerseits für eine zukünftige (z.B. solare) Wasserstoff-Energiewirtschaft, in der Energie aus regenerativen Energiequellen in Form von Wasserstoff oder wasserstoffreichen Verbindungen zwischengespeichert und transportiert wird, andererseits aber auch für eine sehr effiziente und schadstoffarme Umwandlung von fossilen Energieträgern. Je nach den verwendeten Elektrolyten unterscheiden sich die Brennstoffzellentypen allerdings in ihren Arbeitstemperaturen, ihrem Aufbau und den in ihnen verwendeten Materialien sehr grundlegend.

Nach einer Einführung in die theoretischen Grundlagen von Brennstoffzellen werden in diesem Beitrag die verschiedenen Typen von Brennstoffzellen vorgestellt, der heutige Stand ihres Einsatzes und ihrer Entwicklung vorgestellt und die dabei auftretenden Probleme und Perspektiven beschrieben. Im zweiten Teil des Beitrages wird dann näher auf das Brennstoffzellenprogramm der KFA eingegangen, in dem zur Zeit vor allem an der Hochtemperatur-Brennstoffzelle und an der Methanol-Brennstoffzelle Forschungs- und Entwicklungsarbeit geleistet wird. Es wird dabei auch auf die Entwicklung einer Brennstoffzelle für Kraftfahrzeugantriebe und auf den Einsatz von Brennstoffzellen in der KFA-Anlage Phoebus eingegangen, einer 40 kW_p-Photovoltaik-Wasserstoff-Brennstoffzellen-Anlage, die eine autarke Energieversorgung eines Teils der Zentralbibliothek des Forschungszentrums sicherstellt.

2 Typen und Grundprinzipien von Brennstoffzellen

Brennstoffzellen sind elektrochemische Zellen, in denen energiereiche, das heißt hier mit Sauerstoff verbrennbare, Verbindungen an Elektroden umgesetzt werden, wobei aus dem in den Verbindungen enthaltenen Wasserstoff Wasser gebildet wird. Dieses prinzipielle Reaktionsschema ist in Abbildung 1 dargestellt. Die eigentliche Zelle besteht aus dem in der Mitte befindlichen

Elektrolyten und den beiden mit einem äußeren Stromkreis verbundenen Elektroden. In dem Schema rechts und links der Elektroden befinden sich Gasräume, über die die Elektroden mit den beiden Gasen Wasserstoff (H_2) und Sauerstoff (O_2) versorgt werden. Die Elektroden müssen also gasdurchlässig sein.

In dem in Abb. 1 gewählten Beispiel einer Niedertemperatur-Brennstoffzelle ist der Elektrolyt ein Protonen- (H^+ -) Leiter, der die durch Oxidation von Wasserstoff nach der *Anodenreaktionsgleichung*



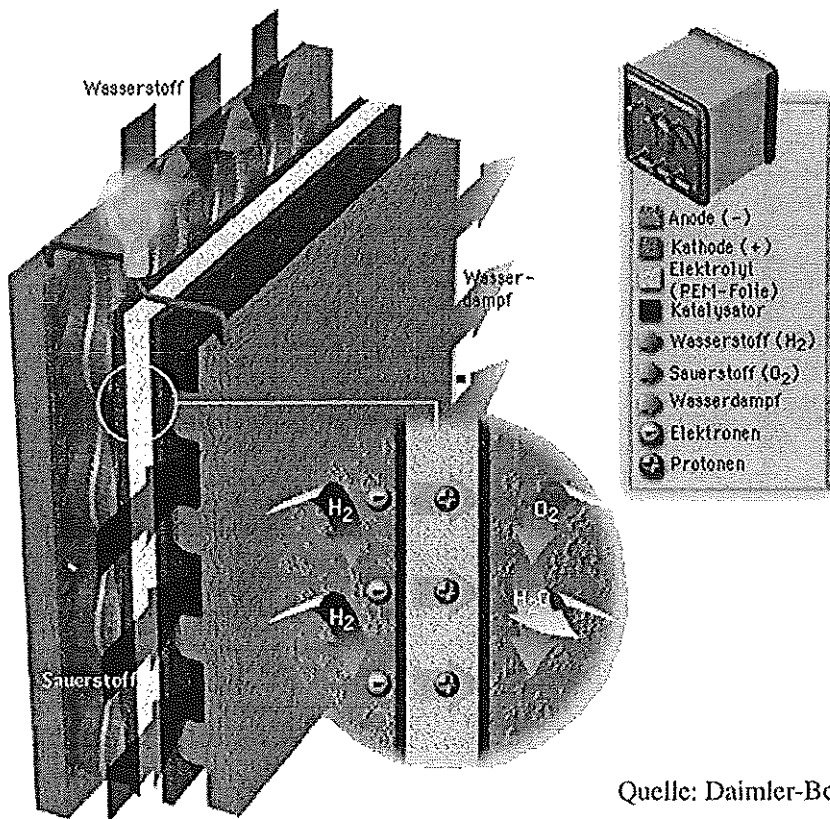
gebildeten Protonen zur Kathode transportiert. Dort reagieren sie mit dem in der *Kathodenreaktion* nach



durch Reduktion von Sauerstoff gebildeten Sauerstoffionen zu Wasser, sodaß sich folgende *Bruttoreaktion* ergibt:



In einer reinen Wasserstoff/Sauerstoff-Brennstoffzelle, wie sie z.B. für die saisonale Energiespeicherung in einem dezentralen Sonnenenergie-System eingesetzt werden kann (s.u.), entsteht also nur wieder Wasser, das in Umkehrung der oben beschriebenen Prozesse zur Energiespeicherung wieder elektrolysiert werden kann.



Quelle: Daimler-Benz

Abb. 1: Prinzip der Niedertemperatur-Brennstoffzelle

Die in der Elektrolyse zur Wasserspaltung aufzubringende Energie kann also prinzipiell in der Brennstoffzelle zurückgewonnen werden. Dieser Prozeß unterliegt nicht der prinzipiellen Beschränkung des Wirkungsgrades, die Nicolas Léonard Carnot bereits vor fast 200 Jahren für Verbrennungsprozesse entdeckt hat, dem "Carnot-Wirkungsgrad". So sind schon bei Raumtemperatur Wirkungsgrade möglich, die in Verbrennungsprozessen nur bei sehr hohen Temperaturen erreicht werden können. Allerdings treten in realen Brennstoffzellen natürlich auch Verluste auf, die vor allem durch die bisher nicht optimalen Materialien verursacht werden. Hierauf wird später eingegangen.

Die wichtigste Reaktion in der Brennstoffzelle (engl.: *fuel cell*, daher üblicherweise auch auf deutsch als *FC* abgekürzt) ist also die in die Teilreaktionen (1) und (2) räumlich aufgetrennte Wasserbildung aus Wasserstoff und Sauerstoff (3). Diese kann bei der in Hochtemperaturbrennstoffzellen üblichen Verwendung eines Sauerstoffionenleiters als Elektrolyt (im Gegensatz zu dem in Abb. 1 gezeigten Protonenleiter) auch an der Anode erfolgen. Das Wasser muß dann als Verbrennungsprodukt natürlich aus dem Elektrolyten oder aus dem Reaktionsgasstrom wieder entfernt werden. Wird ein flüssiger Elektrolyt wie Kalilauge (in der alkalischen Brennstoffzelle, "AFC") oder Phosphorsäure (phosphoric acid FC, "PAFC") verwendet, so muß das Wasser aus dem Elektrolyt entfernt werden. Bei Verwendung von Festelektrolyten, wie sie in der Membran-Brennstoffzelle (proton exchange membrane FC, "PEMFC" oder kurz "PEM") oder der Hochtemperaturbrennstoffzelle (solid oxide FC, "SOFC") eingesetzt werden, aber auch bei Verwendung von geschmolzenen Karbonaten (meist Lithium- und Kalium-Karbonate) in der Karbonatschmelze-Brennstoffzelle (molten carbonate FC, "MCFC") wird das Reaktionswasser aus dem Reaktionsgas auskondensiert.

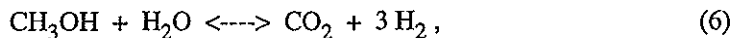
Werden kohlenstoffhaltige Brenngase eingesetzt, so muß in der Brennstoffzelle zusätzlich die Oxidation von Kohlenwasserstoffen nach (z.B.)



oder Kohlenmonoxid



zu Kohlendioxyd (CO_2) erfolgen. Diese Reaktionen erfolgen jedoch nur höchstens ausnahmsweise elektrochemisch. Wesentlich wichtiger ist hier die sogenannte *Reformierungsreaktion* mit Wasserdampf nach (im Falle des Methanols)



die bei höheren Temperaturen auf Seiten der Produkte liegt.

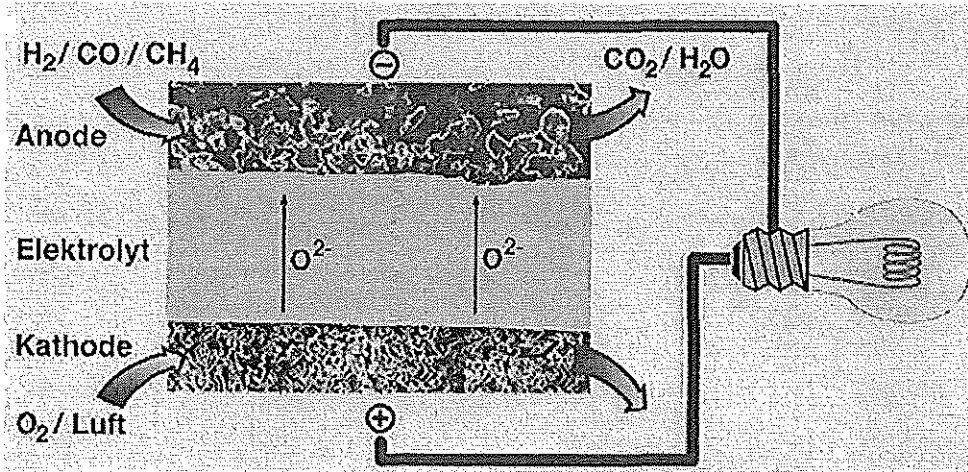


Abb. 2: Prinzip der Hochtemperatur-Brennstoffzelle

Ein Hauptproblem solcher Reformierungsreaktionen, die bei Temperaturen oberhalb von 250 °C an verschiedenen Katalysatoren auch außerhalb der Brennstoffzelle erfolgen können, ist dabei die in der Regel unvollständige Oxidation des Kohlenstoffs bzw. die sogenannte Schichtreaktion, die zur Bildung von Kohlenmonoxid führt. Kohlenmonoxid ist eine sehr reaktive Verbindung, die als Katalysatorgift bekannt ist. Es muß daher in allen Niedertemperatursystemen praktisch vollständig aus dem Reformergas entfernt werden, ein Schritt, der besonders bei den später zu beschreibenden Methanol-Brennstoffzellen auch energetisch neue Verluste bedeutet, wenn es nicht gelingt, besser CO-resistente Elektrodenkatalysatoren zu entwickeln.

Für Hochtemperatur-Brennstoffzellen stellt CO kein Problem dar. Da hier die Brennstoffzellen-Reaktion selbst bei Temperaturen von mehreren hundert Grad Celsius erfolgt, kann die Reformierungsreaktion auch im Anodenraum der Brennstoffzelle selbst erfolgen (*interne Reformierung*).

Abbildung 2 zeigt das Reaktionsschema einer Hochtemperatur-Brennstoffzelle mit keramischem (oxydischem) Elektrolyten (SOFC), der eine gute Sauerstoffionenleitfähigkeit besitzen muß, damit die Verluste durch den Innenwiderstand der Brennstoffzelle nicht zu groß werden. Heutige SOFCs werden deshalb bei Temperaturen bis zu etwa 1000 °C betrieben, was einerseits zu recht hohen auch praktisch erreichten Wirkungsgraden führt, andererseits aber natürlich sehr hohe Anforderungen an alle verwendeten Materialien und damit hohe Kosten bedeutet.

Tabelle 1 gibt eine Zusammenstellung der wichtigsten Typen von Brennstoffzellen. Neben den schon diskutierten Elektrolyten unterscheiden sich diese Zellen vor allem in den Betriebstemperaturen und damit in ihrer CO-Toleranz. Eine Sonderrolle spielt hier die alkalische Brennstoffzelle (AFC), in deren Elektrolyt sich CO₂ löst und damit anreichert. Für den Betrieb alkalischer Brennstoffzellen kommen damit nur sehr reine Gase in Frage, was ihre praktische Anwendbarkeit außerhalb bestimmter Nischen, wie sie auch ein dezentrales Solarenergie/Wasserstoff-System darstellen könnte, stark einschränkt.

Brennstoffzelle	Betriebstemperatur	Elektrolyt	Anodengas	Kathodengas
AFC	bis 100 °C	Kalilauge	Wasserstoff	Sauerstoff
PEMFC	bis 100 °C	Polymerelektrolyt	Wasserstoff oder Wasserstoff aus Methanol nach Reformierung	Sauerstoff oder Luftsauerstoff
PAFC	200 °C	Phosphorsäure	Wasserstoff aus Erdgas nach Reformierung	Luftsauerstoff
MCFC	650 °C	Karbonatschmelze	Wasserstoff aus Erdgas nach Reformierung	Luftsauerstoff
SOFC	800 - 1000 °C	keramischer Festelektrolyt	Wasserstoff aus Erdgas nach Reformierung, Kohlenmonoxid	Luftsauerstoff

Tabelle 1: Brennstoffzellentypen

3 Stand der Brennstoffzellentechnologien

Brennstoffzellen sind bereits Anfang des neunzehnten Jahrhunderts entwickelt worden. Kurz nach Graf Alessandro Voltas Entdeckung, daß eine Kombination von Zink- und Kupferelektroden Strom liefert, hat der englische Chemiker Sir Humphrey Davy darüber nachgedacht, aus Brennstoffen direkt elektrischen Strom zu produzieren. Als Entdecker der Brennstoffzelle gilt allerdings der Jurist Sir William Grove, der 1939 Versuche zur Elektrolyse von Wasser durchgeführt und 1942 mit seiner "Gaskette", einer Kombination von Wasserstoff- und Sauerstoffumspülten Platinelektroden in Schwefelsäure, bereits Spannungen von etwa einem Volt erzeugt hat.

Daß Brennstoffzellen in ihrem Wirkungsgrad Wärmekraftmaschinen überlegen sein sollten, ist gegen Ende des neunzehnten Jahrhunderts von Wilhelm Ostwald nachgewiesen worden. Allerdings haben dann die technischen Probleme, vor allem die auftretenden Korrosionserscheinungen, eine praktische Anwendung dieser Erkenntnisse lange verhindert. Erst in den zwanziger Jahren sind die ersten Gasdiffusionselektroden entwickelt worden, die einen ausreichenden Gas-transport an die für die Brennstoffzelle entscheidende Dreiphasenzone, an der Gasraum, Elektrolyt und Katalysator/Elektrode zusammentreffen, ermöglicht.

In der Folge hat es dann verschiedene Wechsel zwischen großer Aktivität und Stillstand in der Entwicklung der verschiedenen Brennstoffzellensysteme gegeben. Besonders wichtig ist dabei die Entwicklung und der Einsatz der Brennstoffzelle in der Raumfahrt und für militärische Zwecke, vor allem für Unterseeboote, gewesen. Für beide Anwendungsbereiche ist dabei aber neben Größe und Gewicht der Systeme vor allem die Anwendungssicherheit optimiert worden, während der Preis praktisch keine Rolle gespielt hat. So ist der Stand der Entwicklung der verschiedenen Brennstoffzellensysteme also nur historisch zu verstehen und reflektiert nicht unbedingt das technisch Mögliche. Die verschiedenen Brennstoffzellentypen und der Stand ihrer Entwicklung wird hier kurz dargestellt, wobei die PEMFC erst am Ende separat behandelt wird.

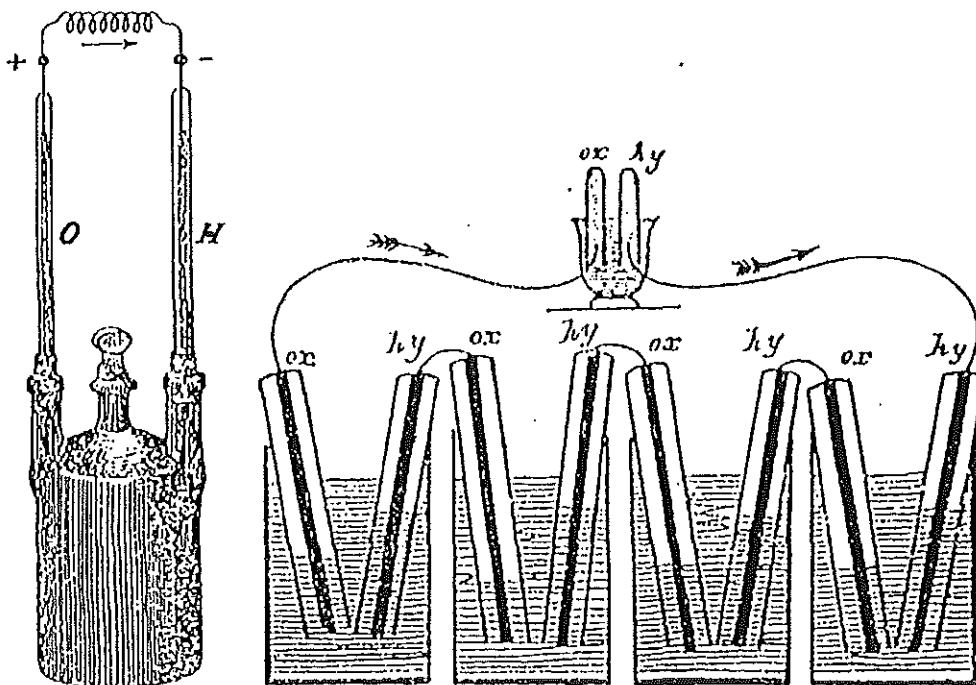


Abb. 3: Groves Brennstoffzelle von 1839 (links) und als "Gaskette" von 1842

3.1 Alkalische Brennstoffzellen (AFCs)

Besonders weit fortgeschritten in ihrer technischen Reife sind die alkalischen Brennstoffzellen, wie sie in der Raumfahrt und für militärische Anwendungen eingesetzt worden sind. Neben reinem Wasserstoff kommt in diesen Systemen auch Hydrazin als flüssiger Energieträger in Frage, der an den Anoden problemlos in Wasserstoff und Stickstoff zerfällt.

Abbildung 4 zeigt ein komplettes Brennstoffzellensystem der Firma Siemens, wie es zur Zeit auch in der Phoebus-Anlage der KFA betrieben wird. Es besteht aus einem sogenannten Brennstoffzellen-Stack, einer Anordnung hintereinandergeschalteter Brennstoffzellen, die jeweils aus einer Folge von gerahmten Platten mit eingebauten Gaszu- und -ableitungen sowie den erforderlichen elektrischen Verbindungen bestehen. Diese Plattenanordnung wird dann von außen in der Siemens-Anordnung zusammengepreßt. Als Katalysatoren werden hier für die Anoden Titan-dotiertes Raney-Nickel, für die Kathoden Silberkatalysatoren verwendet. Versorgt wird ein solches Brennstoffzellenaggregat mit reinen Gasen, die unter einem Druck von 2,1 (Sauerstoff) bzw. 2,3 bar (Wasserstoff) stehen. Die Kühlung des Systems, dessen Betriebstemperatur auf 80 °C gehalten wird, erfolgt über den Elektrolytkreislauf. Das Brennstoffzellensystem enthält neben dem Brennstoffzellenstack selbst außerdem die Elektrolyt-Regenerierung, eine elektrochemische Überwachungseinheit, das Versorgungssystem und eine elektronische Kontrolleinheit. Es wiegt 85 kg und produziert 6 kW mit 48 V Spannung. Die Stromdichte an den Elektroden liegt bei 400 mA/cm². Entsprechende Systeme lassen sich dann modular zu größeren Systemen zusammenfügen. Entsprechende Entwicklungen hat es auch in Frankreich, England und Schweden gegeben, die aber wieder abgebrochen worden sind. Bei der heute nicht mehr bestehenden belgisch/holländische Firma Elenco ist für den Fahrzeugantrieb sogar ein 15 kW-System entwickelt worden.

In den USA sind für das Apollo-Programm 7 kW-AFC-Systeme von der Firma Pratt & Whitney gebaut worden, die mit einem immobilisierten Elektrolyten und getrenntem Kühlkreislauf arbeiten. Entsprechende Systeme sind bereits bis zu Lebensdauern von weit über 7.000 Stunden getestet worden. Auch Union Carbide hat alkalische Brennstoffzellen entwickelt, die bis zu einem 32 kW-System mit 150 kW Spitzenbelastbarkeit für den Fahrzeugantrieb gediehen sind (Projektpartner: General Motors). Besonders interessant in diesem Zusammenhang ist auch die Entwicklung eines 6 kW Wasserstoff/Luft-Systems mit mehr als 5.000 Stunden Lebensdauer und einer Stromdichte von 250 mA/cm².

In Japan ist verglichen mit den sehr starken Aktivitäten in anderen Brennstoffzellenbereichen relativ wenig an AFCs gearbeitet worden. Nur Fuji hat sein Entwicklungsprogramm in diesem Bereich fortgesetzt und 1 kW Wasserstoff/Luft- und 7,5 kW Wasserstoff/Sauerstoff-Stacks gebaut.

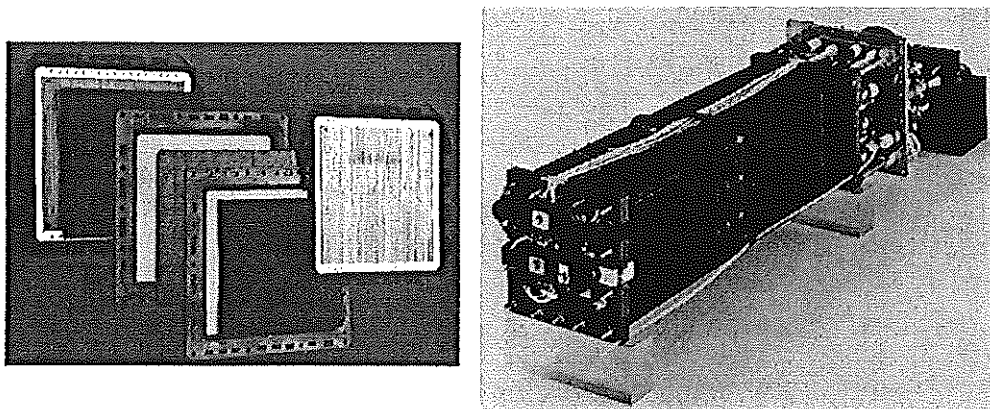


Abb. 4: *oben: Rahmen und Komponenten, unten: Außenansicht eines 6 kW alkalischen H₂/O₂-Brennstoffzellensystems der Firma Siemens*

3.2 Phosphorsaure Brennstoffzellen (PAFCs)

Phosphorsaure Brennstoffzellen werden bei Temperaturen im Bereich 130-210 °C betrieben und haben einen sehr fortgeschrittenen Entwicklungsstand vor allem für stationäre Anwendungen erreicht, wo sie wegen der guten Nutzbarkeit der Abwärme als Blockheizkraftwerke im *Gesamtwirkungsgrad* (der für diese Kombination bei 80 % liegt) den alkalischen Systemen überlegen sind. Ihre Toleranz gegenüber CO₂ bedeutet einen weiteren intrinsischen Vorteil, der im Luft/Reformergas-Betrieb genutzt wird. Ein Nachteil liegt allerdings in dem relativ hohen Serienwiderstand des phosphorsauren Elektrolyten, der den *elektrischen Wirkungsgrad* von PAFC Systemen auf bisher unter 40 % begrenzt. Auch werden hier Edelmetalle als Katalysatoren benötigt. Es sind allerdings bereits große Anlagen mit Operationszeiten von 40.000 Stunden demonstriert worden.

So sind in den USA und Kanada innerhalb des sogenannten TARGET-Projekts ab 1971 65 12,5 kW-Anlagen von Pratt & Whitney aufgebaut worden, gefolgt von 48 40 kW-Systemen, einer 1 MW- und einer 4,5 MW-Anlage. Diese sind mit Reformergas aus Erdgas betrieben worden und haben ihren Strom ins Netz eingespeist. Die durchschnittliche Lebensdauer einer Anlage hat 6.500 Stunden betragen, die längste Lebensdauer hat bei über 15.000 Stunden gelegen. Ein Durchbruch solcher Anlagen in kommerzieller Hinsicht wird allerdings erst für die neu konzipierten 200 kW-Anlagen erwartet, die bereits kommerziell erhältlich sind. Der Preis von derzeit etwa 5.000 DM pro kW soll in den nächsten vier Jahren halbiert werden. Wichtigster Hersteller in den USA ist heute die Firma ONSI, die auch in Deutschland schon vier 200 kW-Demonstrationsanlagen aufgebaut hat.

Auch in Japan gibt es (seit 1981) ein sehr ehrgeiziges Programm im Bereich der PAFC, in dem u.a. mehrere 1 MW- und 200 kW-Anlagen aufgebaut worden sind. Das größte System stellt hier das 11 MW-Kraftwerk von United Technologies (UTC) und Toshiba dar, die unter dem Namen ITC zusammenarbeiten. Diese Anlage arbeitet seit 1991 in Ichihara bei Tokio als Blockheizkraftwerk. Interessant ist aber auch die große Testanlage von Kansai Electric Power, dem zweitgrößten Energieversorgungsunternehmen Japans, die auf Rokko Island bei Kobe/Osaka eine Versuchsanlage mit 400 kW Photovoltaik-Anlagen und zwei 15 kW Windgeneratoren betreiben, die mit vierzehn 50 kW und einer 200 kW-Anlage parallel geschaltet sind.

Auch in der Bundesrepublik sind einige japanische Anlagen aufgebaut worden, darunter eine 200 kW-Anlage in Düren zur Versorgung des dortigen Schwimmbades.

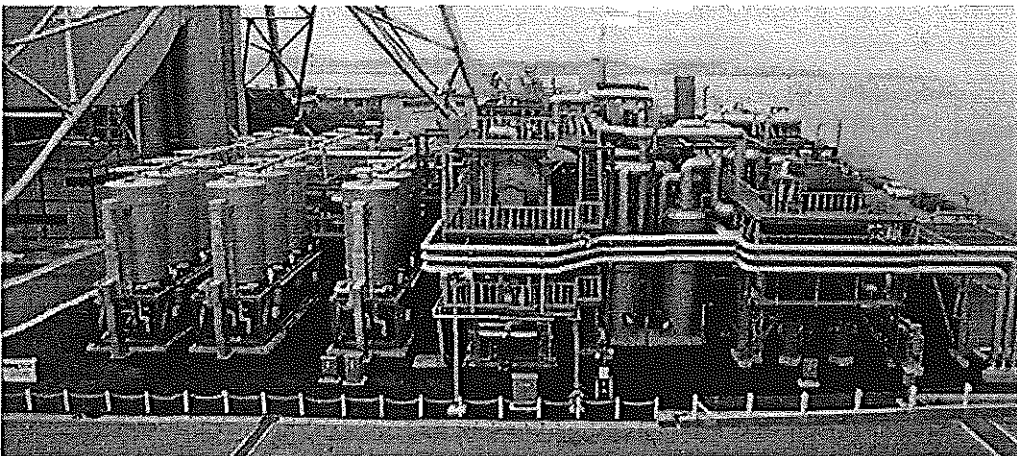


Abb. 5: 11 MW-PAFC-Kraftwerk der Tokyo Electric Power Company in Ichihara, Japan, gebaut von dem transnationalen Konsortium ITC

3.3 Karbonatschmelze-Brennstoffzellen (MCFCs)

Die in diesem Brennstoffzellentyp als Elektrolyt eingesetzte meist binäre Schmelze aus Li_2CO_3 und K_2CO_3 wird in der MCFC in einer Matrix aus LiAlO_2 fixiert. Die Elektroden der bei etwa 620 bis 660 °C betriebenen Zelle bestehen hier aus porösen Nickelstrukturen, die auf der Anodenseite metallisch, auf der Kathodenseite dagegen oxydisch sind. Im Gegensatz zu den Niedertemperatur-Brennstoffzellen wird nun das Wasser an der Wasserstoff-oxidierenden Anode gebildet, an der Anode wird Sauerstoff reduziert und bildet mit CO_2 Karbonat. Als nachteilig gelten bei diesem Zellentyp die relativ niedrigen Strom- und Leistungsdichten sowie die Notwendigkeit, CO_2 im Kreis zu führen. Ein erhebliches Problem der bisher aufgebauten Stacks ist auch immer wieder gewesen, daß der flüssige Elektrolyt durch die Dichtungen kriecht und zu sogenannten parasitären (Verlust-) Strömen oder sogar zu Ausfällen führt. Ob bei den für Reformierungsprozesse, die extern meist bei etwa 800-900°C betrieben werden, relativ niedrigen Temperaturen eine ausreichend schnelle interne Reformierung möglich ist, wird zur Zeit untersucht. Sie ist bisher nur an Einzelzellen demonstriert worden.

MCFCs haben allerdings einen hohen Entwicklungsstand erreicht. In den USA, Japan und in den Niederlanden sind bereits Demonstrationsanlagen in Betrieb genommen worden. Die grundlegenden technologischen Probleme scheinen geklärt zu sein, allerdings befinden sich die Komponenten zur Zeit in Langzeit-Stabilitätstests. Ein besonderes Problem stellt hier nämlich die starke Korrosivität der Salzschnmelzen dar.

MCFC-Stacks werden meist in der sogenannten Cross-Flow-Anordnung betrieben, die leicht mit einer externen Gasversorgung kombiniert werden kann. Hierbei kann über die Zuleitungskammern gleichzeitig das Dichtungsproblem gelöst werden. Upscaling von Stacks erfolgt sowohl durch Vergrößerung der Zellflächen als auch durch Vergrößerung der Zellenzahl, wie die in Abb. 6 gegenübergestellt ist.

In den USA befinden sich mehrere MCFC-Kraftwerke in der Entwicklung. Ihre Größe liegt im Bereich 250 kW bis 1 MW. In Japan wird ebenfalls an 1 MW-Anlagen gearbeitet, und auch in Europa gibt es hier eigene Programme, in denen die Niederlande (ECN) und die Bundesrepublik (MBB) eine führende Rolle besitzen. Insgesamt gesehen besitzt die MCFC gegenüber der SOFC damit einen Entwicklungsvorsprung, der vor allem auf ihrem Designvorteil (größere aktive Flächen pro Zelle) aufbaut und durch die niedrigeren Temperaturen mit deren leichtere Beherrschbarkeit beruht.

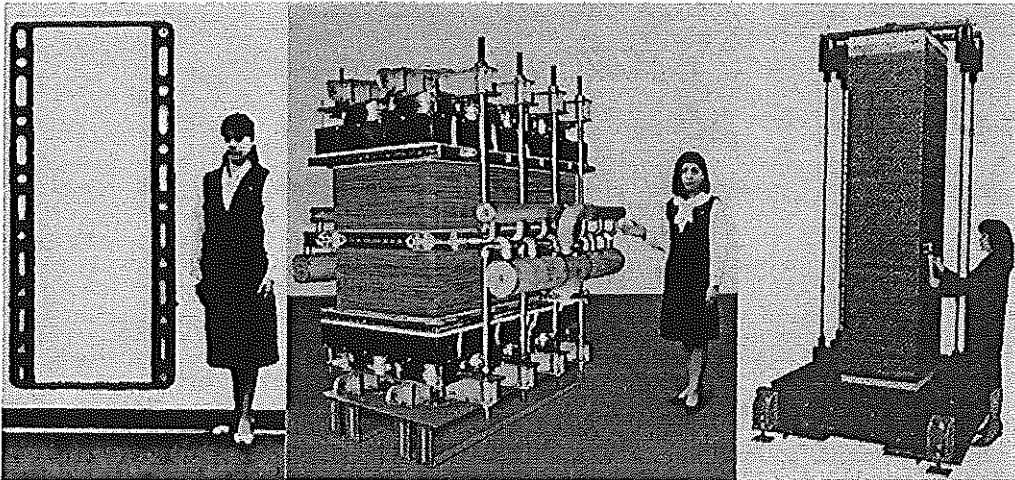


Abb. 6: Stack-Upscaling eines MCFC-Stacks kann durch Vergrößerung der Zellfläche (links) oder durch Erhöhung der Zellenzahl (rechts) erfolgen

3.4 Oxidkeramische Brennstoffzellen (SOFCs)

Die Arbeitstemperatur dieser Brennstoffzellen liegt zur Zeit mit bis zu etwa 1000 °C noch deutlich über der der MCFCs. Sie stellt zur Zeit sicher die für stationäre Anwendungen interessanteste Alternative dar. Sie besitzt den Vorteil eines festen Elektrolyten, einer einfacheren Systemtechnik und eines höheren Gesamtwirkungsgrades, da die Abwärme in einer Turbine auch mit hohem Wirkungsgrad zur Stromerzeugung genutzt werden kann. Während allerdings das größte bisher getestete Stack der MCFC eine Leistung von 100 kW_{el} besitzt, liegt hier der Rekord bei 44 kW_{el} (Westinghouse). Dieser ist allerdings mit einem älteren Designkonzept (röhrenförmigen Zellen) erreicht worden. Da im SOFC-Bereich auf der Basis von Flachzellen ein spezieller Schwerpunkt der KFA-F&E-Aktivitäten liegt, wird dieser Zellentyp in einem eigenen Beitrag vorgestellt.

Die Hochtemperatur-Brennstoffzelle oder 'Solid Oxide Fuel Cell' (SOFC) besteht vollständig aus Festkörperelementen, die vor allem aus elektrokeramischen Materialien gefertigt werden. Der prinzipielle Aufbau und die Funktion einer SOFC ist in Bild 1 dargestellt. Die zentrale Komponente ist ein gasdichter keramischer Sauerstoffionenleiter aus Yttrium-stabilisiertem Zirkondioxid (YSZ). Dieser Festelektrolyt trennt zwei Gasräume, in die der Sauerstoff bzw. das Brenngas eingespeist werden. Beide Seiten der Festelektrolytmembran sind mit porösen Elektroden aus elektrokeramische Materialien versehen.

Um die elektrischen Verluste in der Zelle durch Elektrolytwiderstand und Elektrodenwiderstände möglichst gering halten zu können, wird die SOFC bei Temperaturen zwischen 900 und 1000 °C betrieben. Um die für Kraftwerke notwendigen höheren Spannungen zu erreichen, müssen viele Zellen in Serie geschaltet werden, was wie in den anderen Brennstoffzellensystemen in Zellenstapel oder Stacks (s. Abb. 7) realisiert werden kann. Dafür benötigt man eine weitere Komponente, den Interkonnektor, der die Kathode einer Zelle mit der Anode der nächsten Zelle elektrisch verbindet. Außerdem muß in diesem Stack eine getrennte Zu- und Abfuhr von Brenngas zur Anodenseite bzw. Luft zur Kathodenseite möglich sein.

Im Prinzip werden zur Zeit zwei sehr unterschiedliche Stackkonzepte entwickelt, die diese Anforderungen erfüllen. Sie basieren entweder auf einer Rohrzellen- oder einer Flachzellengeometrie. Ein älteres Konzept geht von dabei von Rohrzellen auf der Basis von YSZ-Röhren aus. Die Kathode wird auf der Innenseite und die Anode auf der Außenseite aufgebracht oder umgekehrt. Der Nachteil dieser Anordnung ist die große Wandstärke des Festelektrolytrohres, die benötigt wird um eine hinreichende mechanische Stabilität zu erhalten. Dies führt zu unerwünschten hohen Widerstandsverlusten. Deshalb ist dieser Zelltyp inzwischen weitgehend von anderen Zelltypen abgelöst worden. Besonders weit fortgeschritten ist dabei das Röhrenkonzept der Firma Westinghouse (USA). Die Zellkomponenten sind hier als Dünnschichten auf ein gasdurchlässiges Substratrohr (poröses ZrO₂) aufgebracht (vergl. Abb. 8). Auf dieses Substratrohr wird dann zunächst eine poröse Kathodenschicht aufgebracht, dann folgt die gasdichte

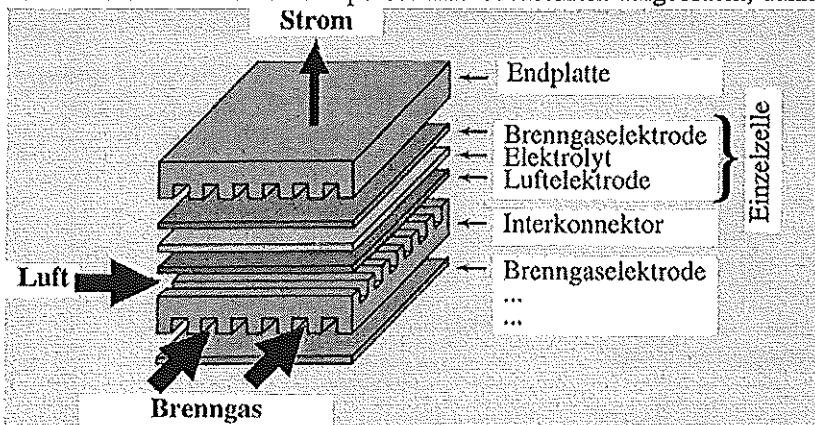


Abb. 7:

Bauprinzip
eines SOFC-
Stapels

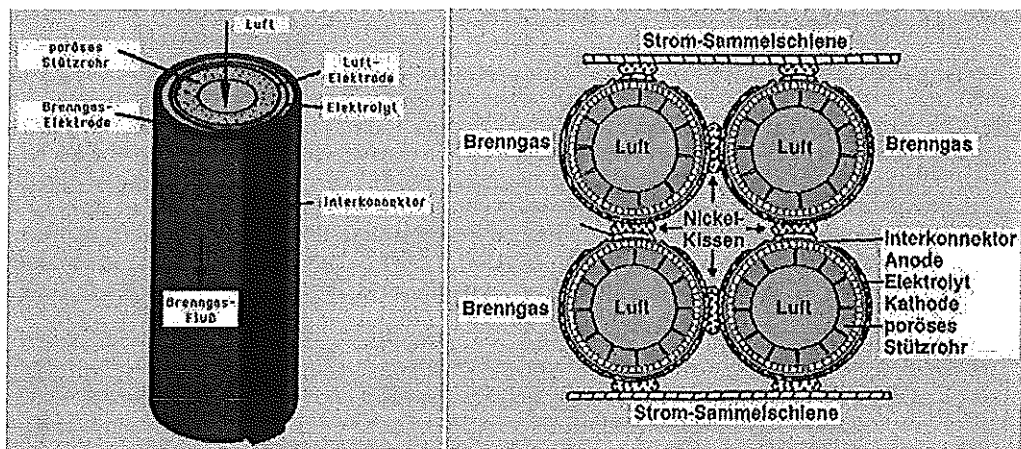


Abb. 8: Röhrenkonzept der Firma Westinghouse

YSZ-Schicht. Bei dieser Schicht wird jedoch ein Streifen längs der Rohre freigehalten um im nächsten Schritt hier den Interkonnektor aufbringen zu können. Als letztes wird die Anodenschicht auf der Außenseite des Rohres aufgebracht.

Abbildung 9 zeigt auch, wie die Einzelrohrzellen in einer Serien- und Parallelschaltung in ein Bündel (Stack) zusammengebracht werden. Dieses Röhrenkonzept ist zur Zeit das am weitesten entwickelte. Komplette Systeme mit Stacks im Leistungsbereich bis 44 kW sind schon erprobt worden. Die wesentlichen Vorteile dieses Konzepts sind die geringe Anzahl von Dichtflächen und die hohe mechanische Stabilität der Rohrgeometrie. Die Rohrgeometrie führt aber zu relativ langen Ladungstransportwegen (der Strom muß in der Einzelzelle den Außenumriß des Rohres entlang fließen), was trotz der dünnen Elektrolytschicht zu relativ hohen Widerstandsverlusten führt. Ein weiterer Nachteil sind die hohen Kosten, die durch spezielle Herstellverfahren verursacht werden, sowie die geringe Leistungsdichte der Zellen.

Zur Erhöhung der Leistungsdichte (aktive Fläche pro Stackvolumen) in einem SOFC-Stack, hat das Argonne National Laboratory (USA) das monolithische Konzept entwickelt. Später wurde dieses Konzept von der Firma Allied Signal (USA) übernommen (vgl. Abb. 9). Für die Stacks werden zwei unterschiedliche Typen Mehrschichtplatten verwendet, die jeweils aus drei Komponenten bestehen: Anode/Elektrolyt/Kathode und Anode/Interkonnektor/Kathode. Die Mehrschichtplatten sind entweder flach oder gewellt. Durch das abwechselnde Stapeln von flachen und gewellten Platten entstehen die für die Gasverteilung benötigten Kanäle.

Der wesentliche Nachteil des monolithischen Konzepts ist allerdings die Herstellung der gewellten Mehrschichtplatten und das Zusammensintern ("cofiring") beim Aufbau des Zellenstapels.

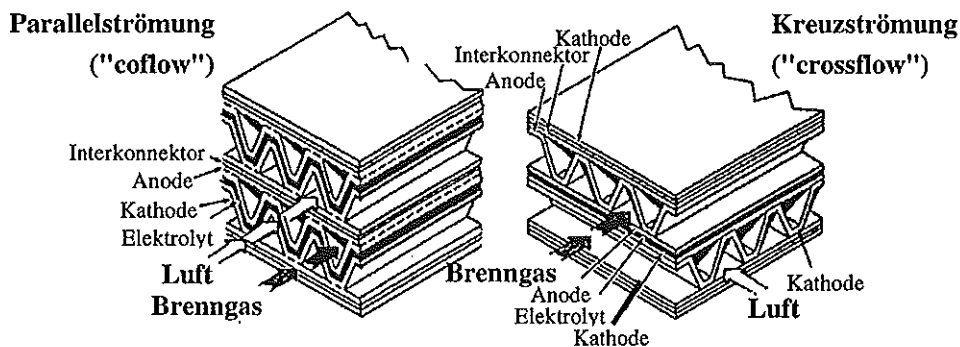


Abb. 9: SOFC-Stacks nach dem monolithischen Konzept (Argonne National Laboratory / Allied Signal, USA)

Die Mehrschichtplatten werden im ungesintertem Zustand laminiert und entsprechend geformt. Damit sie beim anschließenden Zusammensintern wegen thermischer Spannungen nicht zerreißen, müssen die thermische Ausdehnungskoeffizienten der verschiedenen Werkstoffe genau aufeinander abgestimmt sein. Das Sintern der Elektrolytschichten und insbesondere der Interkonnektorschichten erfordert hohe Temperaturen (1300 - 1400 °C), bei denen sich häufig Reaktionsschichten zwischen den verschiedenen Komponenten bilden. Besitzen diese Zwischenschichten einen hohen elektrischen Widerstand, führt das zu hohen Verluste in der Zelle.

Die Herstellung der Platten für das monolithische Konzept bzw. die spätere Entwicklung des Flachzellenkonzepts war erst durch das Entstehen von neuen Formgebungsverfahren für keramische Funktionswerkstoffe (Foliengießen, Plasmaspritzen, Siebdruck) möglich. Als Anodenmaterial kommt im allgemeinen ein Nickel-Cermet (Verbundwerkstoff aus Ni und YSZ) zum Einsatz, als Kathodenmaterial ein Perowskit aus Lantan/Strontium/Mangan-Oxid. Beide Elektrodenschichten müssen eine ausreichend hohe Porosität besitzen, damit bei Betrieb der Zelle einerseits immer eine genügend große Menge an Gasen die Grenzfläche Elektrode/Elektrolyt, an der die elektrochemischen Reaktionen stattfinden, erreichen und andererseits auch das Reaktionsprodukt Wasser ungehindert abgeführt werden kann. Als Material für den Interkonnektor werden sowohl Keramiken als auch Metalle eingesetzt, die im thermischen Ausdehnungsverhalten an die Zellwerkstoffe angepaßt sein müssen.

Die Basis des Flachzellenkonzepts sind zwei selbsttragende (keramische) Platten. Eine Platte besteht aus dem Interkonnektormaterial, in die die Kanäle für die Gasverteilung eingebracht sind. Die andere Platte besteht aus dem Elektrolyt (selbsttragende Platte) mit den beiden Elektroden. Der Vorteil dieser Anordnung gegenüber dem monolithischen Konzept ist, daß die beiden gasdichten Komponenten (Elektrolyt und Interkonnektor) separat angefertigt werden können. Hierbei werden das "cofiring" und die damit verbundenen Probleme vermieden. Der Nachteil gegenüber dem Röhrenkonzept sind die vielen Ränder der beiden Platten, die gasundurchlässig abgedichtet werden müssen. Die Widerstandsverluste in der Zelle können durch kurze Ladungstransportwege (dünne Platten und Schichten) niedrig gehalten werden.

Zu dünn dürfen die Platten jedoch auch nicht sein, damit die mechanische Festigkeit und die Handhabbarkeit der Zellen nicht verlorengeht. Die Dicke der Elektrolytplatten muß im Bereich von 150 - 230 µm für Platten mit einer Fläche von 20 x 20 cm² sein. Mit dieser Dicke funktioniert der Flachzellenstapel erst oberhalb von 900 °C ohne große Widerstandsverluste. Die Skizzen in Abbildung 10 zeigen die Stack-Varianten der deutschen Firmen Dornier und Siemens, die auf dem Flachzellenkonzept basieren. Zur Vergrößerung der Zellenfläche verwendet Siemens eine

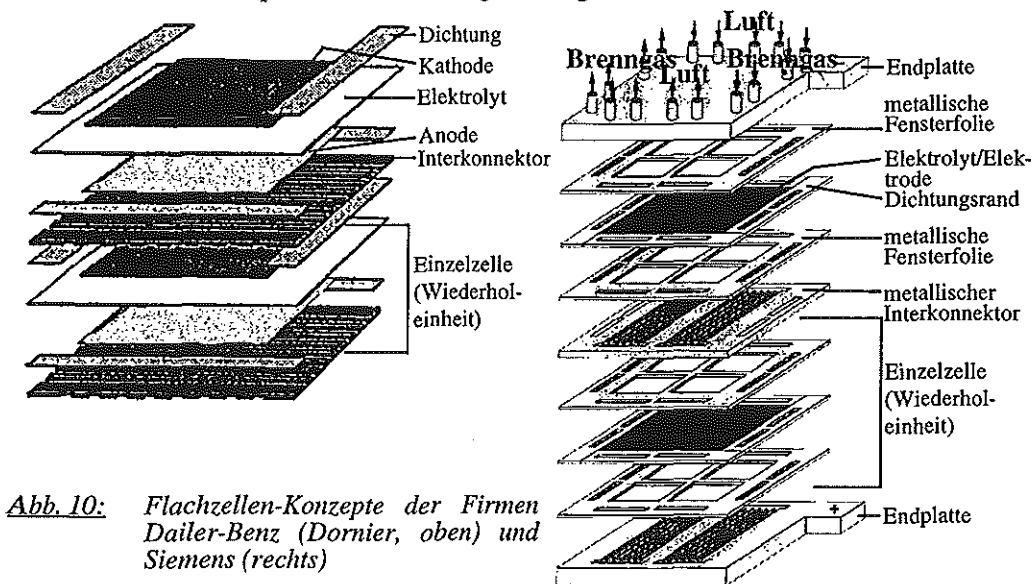


Abb. 10: Flachzellen-Konzepte der Firmen Dailier-Benz (Dornier, oben) und Siemens (rechts)

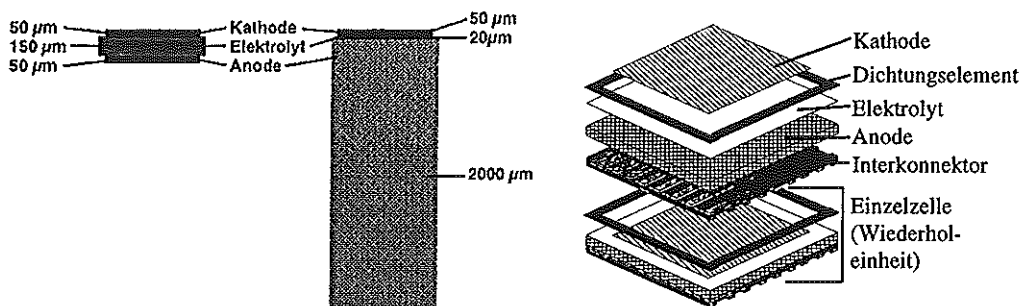


Abb. 11: Vergleich der Flachzellenkonzepte mit tragendem Elektrolyten und tragender Anode (links) und SOFC-Stack nach dem Substratkonzept der KFA (rechts)

Fenstertechnik. Dabei werden mehrere kleine ($5 \times 5 \text{ cm}^2$) beschichtete Elektrolytplatten in einer Ebene auf einer Interkonnektorplatte platziert. Beide Firmen haben 1994 Stacks mit Leistung im Bereich von 1 - 2 kW erfolgreich erprobt. Beide Stack-Varianten haben jedoch die bereits erwähnten Nachteile des selbsttragenden Flachzellenkonzepts.

Viele dieser Nachteile können beseitigt werden, wenn die Trägerfunktion auf eine der beiden Elektroden verlegt wird. Dafür bietet sich die Anode an, weil sie eine viel größere Leitfähigkeit besitzt als der Elektrolyt. Auf die selbsttragende Anode wird nun eine sehr dünne ($< 20 \text{ µm}$) Elektrolytschicht aufgebracht (Abb. 11). Bei diesem sogenannten Substrat-Konzept können die Zellen größer angefertigt werden, weil die poröse Anode wegen des geringen Gasdiffusionswiderstands auch dick ausgelegt werden kann. Ein derartiges Substrat-Konzept wird zur Zeit vom Forschungszentrum Jülich entwickelt. Wichtige Schritte bei dieser Entwicklung sind die Herstellung von Anoden-Substraten und dünnen gasdichten Elektrolytschichten.

Ein weiterer wesentlicher Vorteil des Substrat-Konzepts gegenüber dem selbsttragenden Flachzellenkonzept ist, daß wegen der sehr dünnen Elektrolytschicht die Betriebstemperatur auf ungefähr 700°C abgesenkt werden kann. Eine Absenkung der Betriebstemperatur der SOFC macht es möglich, wesentlich kostengünstigere Werkstoffe für die verschiedenen Komponenten einzusetzen. Alternative Kathode-Werkstoffe haben bei niedrigen Temperaturen schon eine deutliche Verringerung der Polarisationsverluste gezeigt. Außerdem sind die Kosten der Peripherie, wie z.B. der Wärmetauscher und Gaszuführungen, die etwa $2/3$ der Kosten eines Brennstoffzellen-Kraftwerks ausmachen, deutlich höher, wenn sie 1000°C als z.B. 700°C arbeiten müssen. Außerdem ist eine niedrigere Betriebstemperatur aus verfahrenstechnische Gründe vorteilhaft, wie weiter unten gezeigt wird. Die heute bei der SOFC meist gebräuchlichen hohen Betriebstemperaturen von ca. 1000°C stellen darüberhinaus eine hohe Belastungen für die Werkstoffe dar, die u.a. zu einem unbefriedigenden Langzeitverhalten führen.

Im Rahmen des Hochtemperatur-Brennstoffzellenprogramms der KFA arbeiten seit August 1994 das Institut für Energieverfahrenstechnik (IEV), das Institut für Werkstoffe der Energietechnik (IWE) und die Zentralabteilung Technologie (ZAT) interdisziplinär am sogenannten KFA-Substratkonzept.

Ausgehend von grundlegenden Arbeiten seit 1992 entstand Mitte 1994 das Arbeitskonzept zur KFA-Substratzelle mit dem Ziel, bis Ende 1995 einen Stack mit 10 Einzelzellen der Größe $10 \times 10 \text{ cm}^2$ zu bauen und zu betreiben. Außerdem sollten Einzelzellen mit Flächen bis zu etwa 600 cm^2 ($25 \times 25 \text{ cm}^2$) hergestellt und getestet werden. Zielwert der Entwicklung war für beide Systeme eine Stromdichte von 300 mA/cm^2 bei einer Zellspannung von $0,7 \text{ V}$ und einer Temperatur von 950°C . Für den Stack mit 10 Einzelzellen mit je 100 cm^2 bedeutete dies eine Leistung von ca. 200 W , für die Einzelzelle mit 600 cm^2 eine solche von 120 W .

Das Substratzellenkonzept wurde durch eine enge Zusammenarbeit zwischen dem IEV (Design und elektrochemische Charakterisierung), dem IWE (Werkstoffentwicklung und Herstellungsverfahren) und dem ZAT (Füge- und Abdichttechnik, Stackbau) des Forschungszentrum Jülich realisiert. Bis Ende 1995 wurden über 400 Einzelzellen der Größe $10 \times 10 \text{ cm}^2$ und mehr als 30

Einzelzellen der Größe 25 cm^2 produziert und entweder als Einzelzelle oder als Stack im Test elektrochemisch charakterisiert. An Einzelzellen und "Short-Stacks" wurden bei 950°C Stromdichten von bis zu 600 mA/cm^2 bei $0,7 \text{ V}$ Zellspannung gemessen. Selbst nach Absenkung der Betriebstemperatur auf 850°C konnten bei den Versuchen mit den Einzelzellen und mit kurzen Stacks wurden noch Stromdichten von 300 mA/cm^2 bei $0,7 \text{ V}$ Zellspannung erreicht. Die für Ende 1995 gesetzten sehr ehrgeizigen Ziele wurden somit in vollem Umfang erreicht: Am 10-Zellen-Stack wurde bei 950°C stromlos eine Klemmenspannung von $10,0 \text{ V}$ gemessen., bei einer Stromdichte von 330 mA/cm^2 wurde eine Stackspannung von $7,0 \text{ V}$ gemessen. Bei 800°C ergaben sich Stackspannungen von $10,25 \text{ V}$ (stromlos) und noch $7,0 \text{ V}$ bei einer Stromdichte von 240 mA/cm^2 . An der Substrat-Konzept-Einzelzelle (576 cm^2 effektiv) wurde bei 950°C eine Zellspannung von $1,05 \text{ V}$ (stromlos) gemessen, bei einer Stromdichte von 300 mA/cm^2 betrug die Zellspannung $0,7 \text{ V}$.

Nach Abschluß dieses ersten Entwicklungsprogramms Ende 1995 werden nun weitere Verbesserungen an den Einzelzellen und am Stackaufbau vorgenommen. Diese betreffen die Erhöhung der Leistungsdichte der Hochtemperatur-Brennstoffzelle bei Betriebstemperaturen unterhalb von 800°C , die Verbesserung der Lebensdauer, den Betrieb mit kohlenstoffhaltigem Brenngas (interne Reformierung von Methan) und die Wirtschaftlichkeit des Stacks.

Die Ergebnisse der ersten Entwicklungsphase haben deutlich gezeigt, daß das planare Anoden-Substratkonzept der KFA das Potential für eine deutliche Verbesserung hinsichtlich der Absenkung der Betriebstemperatur auf $700 - 800^\circ\text{C}$ besitzt und auch noch bei diesen Temperaturen genügend hohe Leistungsdichten verspricht. Gleichzeitig lassen sich bei diesen Leistungen Stackquerschnitte realisieren, die für eine technische Anwendung günstig sind. Diese Kombination von Vorteilen des Konzepts, niedriger Betriebstemperatur und großer Querschnittsfläche ist bisher einmalig in der SOFC-Entwicklung.

Zur Realisierung eines SOFC-Kraftwerks ist es erforderlich, die SOFC-Stacks in eine geeignete verfahrenstechnische Peripherie zu integrieren (vgl. Abb 13). Diese Wärme muß aus dem Stack abtransportiert werden, weil es sonst zu einer Überhitzung kommen würde. Die Kühlung des Stacks erfolgt durch die Kathodenluft, die in ausreichender Menge zugeführt wird. Diese Luft und das Brenngas muß bei einer Betriebstemperatur des Stacks von etwa 1000°C schon in der Peripherie zuerst auf ca. 850°C aufgeheizt werden, damit beim Eintritt der Gasen in den Stack keine großen Temperaturgradienten auftreten. Hierzu werden in der Peripherie Wärmetauscher eingesetzt, in denen die kalten Gasen durch das heiße Abgas aus dem Stack vorgewärmt werden. Bei der Verwendung von Erdgas (Hauptbestandteil: Methan, CH_4) kann es vorteilhaft sein, das Brenngas vor Eintritt in den Stack über sog. Dampf-Reformierung in ein Wasserstoff (H_2 -) reiches Brenngas umzusetzen ($\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow 3 \text{ H}_2 + \text{CO}$). Der für diese Reformierung genannte Reaktion benötigte Wasserdampf und die benötigte Wärme können dem Abgas entnommen werden.

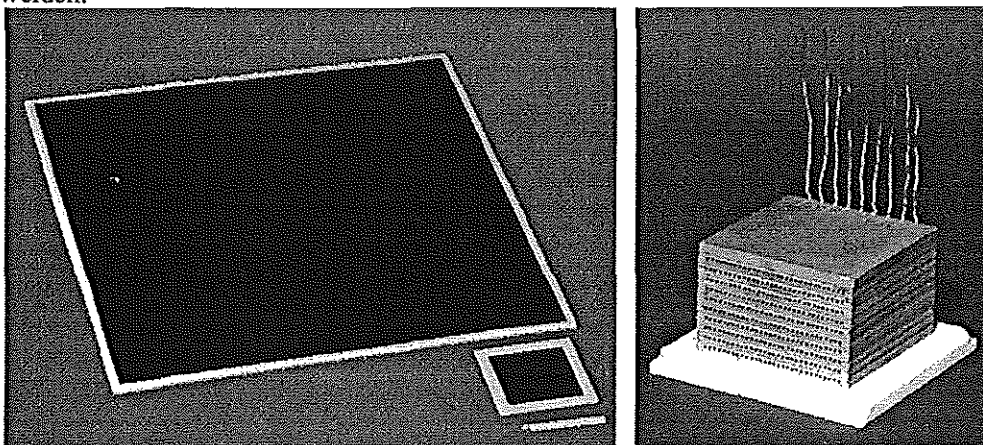


Abb. 12: Anode/Elektrolyt-Kathode-Einheiten der Größen $5 \times 5 \text{ cm}^2$ und $25 \times 25 \text{ cm}^2$ des KFA-Substratkonzeptes (links) und zehnerstack von $10 \times 10 \text{ cm}^2$ -Zellen (rechts)

Um auf dem heutigen Markt konkurrieren zu können, sollte der Elektroantrieb in Bezug auf seine Leistung, sein Gewicht und Volumen, seine Reichweite und seine Kosten nach Meinung der meisten Experten mit den heutigen Verbrennungsmotoren vergleichbar sein. Heute eingesetzte Batterien liegen aber mit ihrer Energiedichte von zwischen 30 und 200 Wh/kg bei einer maximalen Reichweite von nur 100 bis 150 km. Danach müssen die Batterien einige Stunden lang aufgeladen werden. Dagegen liegt die Energiedichte eines Wasserstoff/Sauerstoff-Brennstoffzellensystems etwa eine Größenordnung höher, und auch die Tankzeiten für Wasserstoff betragen heute nur noch Minuten.

Aber auch hinsichtlich des Gesamtenergieverbrauchs sind Brennstoffzellen Batterien in der Regel weit überlegen. Abschätzungen der Energieeffizienz oder der Schadstoffabgaben eines Fahrzeug-Antriebssystems müssen nämlich den gesamten Brennstoffzyklus (total fuel cycle, "TFC") betrachten, vom Primärenergieträger bis zur Energienutzung, und dies in einem realistischen Betriebszyklus. Tabelle 2 liefert hier Werte, die im IEV der KFA zusammengestellt worden sind. In dieser Tabelle werden realistische Werte für einen Benzin- oder Diesel-PKW mit Werten verglichen, wie sie sich für eine Elektrofahrzeug ergeben, dessen Elektrizität zur Zeit in Deutschland (mit seiner heutigen Mischung von Kohle, Öl-, Gas- und Atomkraftwerken) produziert wird. Enthalten ist aber auch eine Berechnung auf der Basis einer Stromproduktion mit modernen Erdgas-Kraftwerken. Als Brennstoffzellen-System ist ein PEMFC-System auf der Basis von Methanol als Kraftstoff angenommen worden, wie es weiter unten genauer vorgestellt wird. Methanol kann dabei auch (mit etwa 85 % Umwandlungs-Wirkungsgrad) aus Erdgas hergestellt werden. Eindeutiges Ergebnis dieses Vergleiches ist, daß alle relevanten Schadstoffemissionen durch das Brennstoffzellensystem deutlich reduziert werden können.

Antriebssystem	Energieverbrauch	CO ₂	NO ₂	SO ₂	CO	VOC
	kWh /100 km	kg /100 km	g /100 km	g /100 km	g /100 km	g /100 km
Benzinmotor	79	20	52	8	180	130
Dieselmotor	64	17	89	19	83	21
Elektromotor mit Bleibatterie (BRD-Energiemix)	82	20	25	87	8	1
Hybridfahrzeug mit Bleibatterie und Dieselantrieb	71	18	23	58	22	37
Elektromotor mit Bleibatterie (Erdgas-Stromerzeugung)	63	13	12	1	1	4
Elektromotor mit PEMFC und Methanol	34	7	3	1	1	2
ULEV-Standard für PKWs			12,5		106	2,5

Tabelle 2: Energieverbrauch und spezifische Emissionen von PKWs, die mit verschiedenen Antriebssystemen ausgerüstet worden sind. Berücksichtigt ist der Gesamtenergieverbrauch (TFC), VOCs sind die flüchtigen Kohlenwasserstoffe (volatile organic carbon) [Biedermann et al., 1995, FC-Daten aus Appleby, 1989]

Prinzipiell kommen für Fahrzeugantriebe die AFC (bei 80-100 °C), die PAFC (bei 160-200 °C) und die PEMFC (bei 60-100 °C) in Frage. Da jedoch die AFC nur mit reinem Sauerstoff betrieben werden kann und sich für die PAFC durch den 200 °C heißen stark sauren Elektrolyten Probleme ergeben, wird hier die PEMFC favorisiert. Diese besitzt außerdem Vorteile hinsichtlich ihrer hohen Energiedichte und ihres guten Kaltstartverhaltens. Außerdem ermöglicht der feste Elektrolyt natürlich ein kompaktes Zellendesign und gewährleistet hohe Sicherheit.

Zwei Brennstoffkonzepte werden im Hinblick auf die PEMFC verfolgt: Wasserstoff/Luft und Methanol-Reformat/Luft-Systeme. Vor allem hinsichtlich des spezifischen Gewichts und Volu-

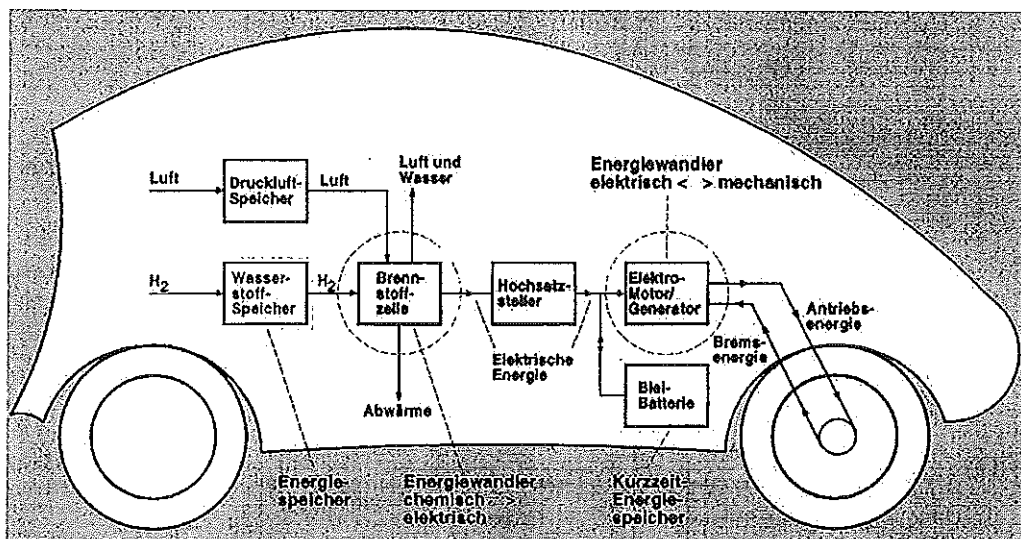


Abb. 14: Komponenten eines PEMFC-angetriebenen Fahrzeugs

mens des Tanks besitzt flüssiges Methanol aber deutliche Vorteile gegenüber Wasserstoff. Thermodynamische Überlegungen und praktische Messungen zeigen dabei, daß die Wasserstofffreisetzung aus einer Methanol/Wasser-Mischung im Reformier zu einer Gasmischung aus 75 % Wasserstoff, 24 % Kohlendioxid und etwa 1-2 % Kohlenmonoxid führt. Hohe Konversionsraten (>95 %) mit hohen Wasserstoffausbeuten sind dabei bereits an CuO/Zn/Al₂O₃-Katalysatoren bei Temperaturen von 250-300 °C und einem Druck von 5-15 bar erreicht worden. Ein Problem stellt dabei allerdings noch der CO-Gehalt im Reformergas dar. Während die PAFC durchaus noch 1,5 %-Gehalte tolerieren kann, erfordert die PEMFC zur Zeit noch CO-Gehalte von unter 100 Vppm. CO kann allerdings im Reformergas selektiv zu CH₄ reduziert, zu CO₂ oxidiert oder mit Membranfiltern aus diesem entfernt werden.

Abbildung 14 zeigt die Hauptkomponenten eines Fahrzeugantriebes auf der Basis einer PEMFC, an dem im IEV gearbeitet wird. Um dieses dann auf Betrieb mit Methanol umzustellen, muß außerdem ein Reformier integriert werden. Die zusätzlich benötigte Wärmeenergie, die für die Wasserdampf-Reformierung des Methanols notwendig ist, soll in einem katalytischen Brenner entwickelt werden, der zur Zeit in internationaler Kooperation ebenfalls im IEV entwickelt wird. Dieser kann während des Startens direkt mit Methanol betrieben werden oder mit dem Anodenabgas während des Betriebes.

PEMFC-Systeme auf der Basis von 30 kW-Stacks, die bei 80 °C mit Wasserstoff/Sauerstoff betrieben werden, erreichen bei Vollast einen Wirkungsgrad von 59 %. Dieser steigt bei Teillastbetrieb sogar bis auf 69 % (bei 20 % Belastung) an. Der Wirkungsgrad eines Dieselmotors dagegen, der selbst bei optimaler Last nur etwa 33 % beträgt, fällt dagegen bei Teillastbetrieb auf etwa 17 % ab. Hier liegt ein weiterer wichtiger Vorteil des Brennstoffzellen-Antriebs.

Abbildung 15 zeigt die Komponenten einer PEMFC, dessen Herzstück die MEA (*membrane electrode assembly*) darstellt. Diese besteht aus der protonenleitenden Polymermembran, auf die auf beiden Seiten der Katalysator aufgebracht ist. Hierbei handelt es sich in der Regel um sehr kleine Platinpartikel (Durchmesser etwa 10 nm), die auf einem Kohlenstoffträgerpulver fixiert sind. In Abb. 9 ist zur Gasverteilung noch ein Metallnetz eingezeichnet. Dieses kann aber durch Fräsen von entsprechenden Kanälen in die sich anschließenden bipolaren Graphit- (oder Titan-) platten ersetzt werden. Diese Platten kontaktieren die zwei nebeneinanderliegenden Zellen und schließen sie gasdicht gegeneinander ab.

Der Festelektrolyte ist hier eine Ionenaustauscher-Membran wie NafionTM oder Dow XUS, die nur bei entsprechendem Wassergehalt ausreichend protonenleitend ist. Daher müssen die Reak-

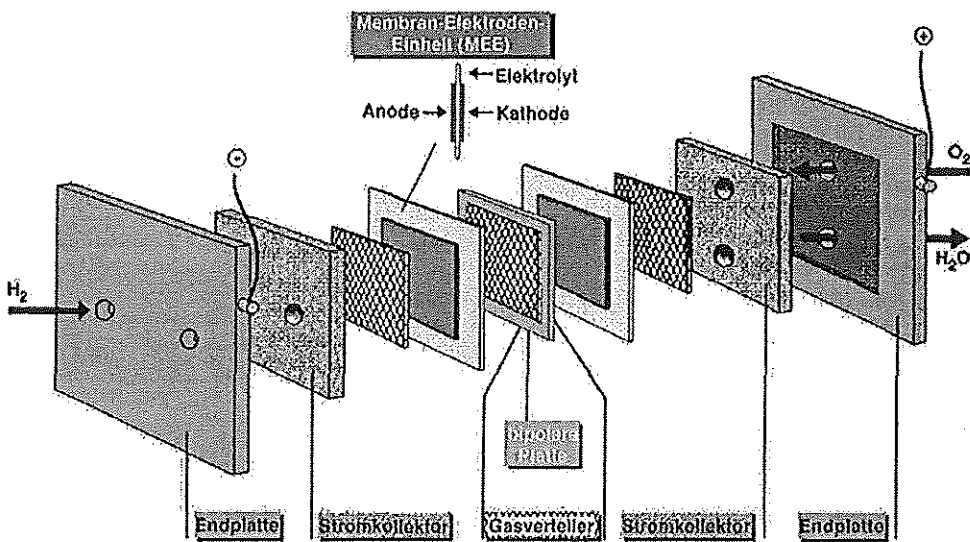


Abb. 15: Aufbau einer PEMFC bestehend aus (hier nur) zwei Zellen

tionsgase angefeuchtet werden. Sowohl zu den Membranelektrolyten, deren Serienwiderstand ein wichtiger Faktor hinsichtlich des Wirkungsgrades der Zelle ist, als auch zu den Katalysatoren laufen eingehende Forschungsarbeiten im IEV. Vor allem hinsichtlich der CO-Toleranz des Katalysators sind durch Verwendung von Metallegierungen wie PtRu oder PtSn bereits deutliche Verbesserungen erreicht worden. Ziel ist hier die Entwicklung CO-toleranter Anoden.

Aber auch die direkte Methanoloxidation in einer DMFC (*direct methanol fuel cell*) ist im Labor bereits realisiert worden. Diese könnte bei Temperaturen um 100 °C mit einem Methanol/Wasserdampf-Gemisch betrieben werden, wofür dann ein katalytischer Brenner den Dampf erzeugen

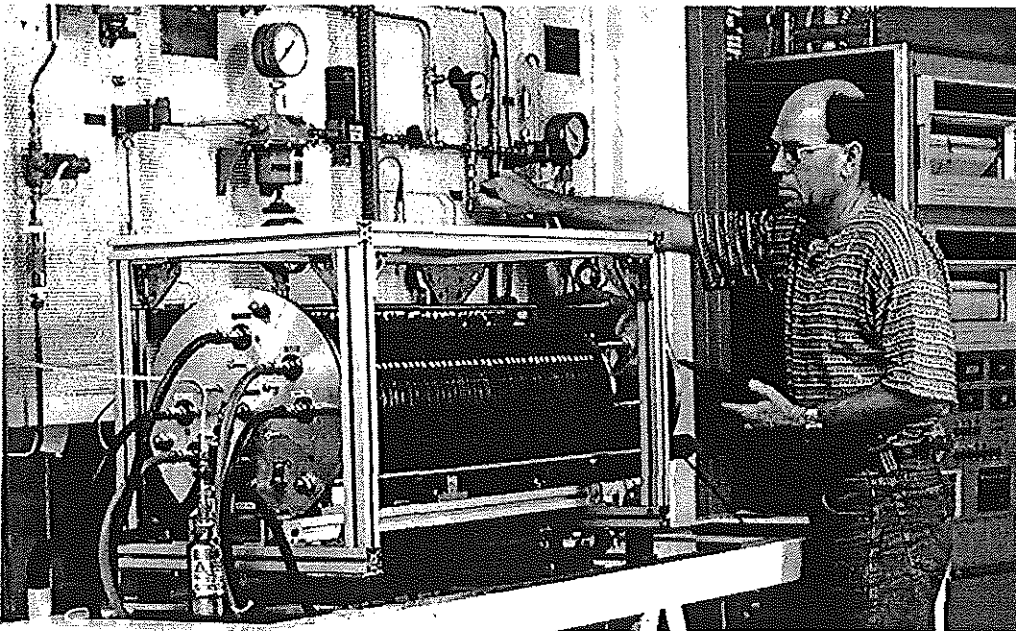


Abb. 16: Eines der beiden PEM-Brennstoffzellen-Stacks, die im KFA-ELBA (Elektro-Auto mit Brennstoffzellen-Antrieb) eingesetzt werden, auf dem Prüfstand

gen und die Anodenabgase verbrennen könnte. In einer solchen Zelle muß allerdings die Membran undurchlässig für Methanol sein, damit kein Methanol an die Kathode gelangen kann.

Entwicklungsarbeiten für ein Brennstoffzellenfahrzeug laufen zur Zeit bei verschiedenen Kraftfahrzeugproduzenten, vor allem auch in Zusammenarbeit mit der im Bereich der PEM-Brennstoffzellen führenden kanadischen Firma Ballard. Diese hat für Busse bereits Wasserstoff/Luft-Brennstoffzellenaggregate bis zu 260 kW realisiert. Für PKWs hat sie zusammen mit der Daimler-Benz AG sehr kompakte 25 kW-Stacks entwickelt, die im Daimler-Benz-NECAR 2 im Juni 96 der Öffentlichkeit vorgestellt worden sind. Nächstes Ziel ist hier der Bau einer Einheit nochmals verkleinerter Brennstoffzellen-Stacks mit einem Methanol-Reformer, die dann in einen neuen Daimler-Benz Kleinwagen der A-Klasse eingebaut werden sollen.

Um die für die Systementwicklung von Brennstoffzellen-Antrieben notwendigen Erfahrungen zu sammeln und eigene Brennstoffzellenstacks unter Fahrbedingungen testen zu können, hat auch das IEV des Forschungszentrum Jülich zum 1.9.96 ein Brennstoffzellen-Fahrzeug fertiggestellt, das ELBA (Abb. 16). Wie in dem vor zwei Jahren bei Daimler-Benz realisierten NECAR 1 sind hier Wasserstoff/Luft-Brennstoffzellen und die notwendigen Versorgungs- und Steuerungsaggregate in einen Kleinbus eingebaut. Die Leistung der beiden Stacks, die in ähnlicher Form dann auch in der Solaranlage Phoebus verwendet werden sollen liegt hier bei 5 kW.

5 Zusammenfassung

Es gibt im eigentlichen Sinne nicht die Brennstoffzelle. Die verschiedenen bisher realisierten Systeme unterscheiden sich in praktisch allen Komponenten und vor allem in der sie einbindenden Verfahrenstechnik sehr wesentlich. Dies eröffnet den Brennstoffzellen allerdings auch sehr verschiedene Anwendungsbereiche, für die jeder Typ seine spezifischen Vor- und Nachteile

Brennstoffzellentyp	Betriebs-temperatur	Primärbrennstoff Oxidationsmittel	Produkt	Anwendung
AFC PEMFC	< 100 °C < 100 °C	H ₂ / O ₂ H ₂ / O ₂ H ₂ / Luft	Kleinanlagen 5-100 kW (modular)	<ul style="list-style-type: none"> • Transport • Raumfahrt • Militär • Speichersysteme (regenerativ)
PAFC	200 °C	Erdgas / Luft	Kleinanlagen 50 -200 kW mittlere Anlagen 1 - < 50 MW	<ul style="list-style-type: none"> - Kraft/Wärme-Kopplung • Bürogebäude • Hotel, Krankenhaus - dezentrale Stromversorgung
MCFC SOFC	650 °C 850-1000 °C	Erdgas / Luft Kohlegas / Luft Erdgas / Luft Kohlegas / Luft	Kleinanlagen > 50 kW Blockheizkraftwerke > 1 MW Industriekraftwerke > 10 MW Großkraftwerke > 100 MW	<ul style="list-style-type: none"> - Kraft/Wärme-Kopplung - dezentrale Stromvers. - Transport • Schiffe • Schienenfahrzeuge - zentrale Stromvers. - Sonderanwendungen

Tabelle 4: Betriebsdaten und Anwendungsbereiche von Brennstoffzellen

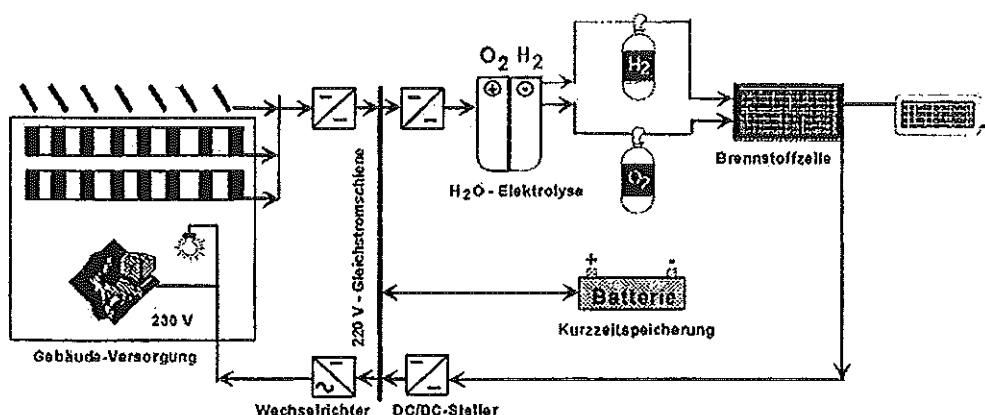


Abb. 17: Systemtechnische Konfiguration der KFA-Demonstrationsanlage Phoebus

besitzt. Brennstoffzellen könnten in einem zukünftigen fortschrittlichen Energieversorgungssystem an verschiedenen Stellen deutliche Vorteile hinsichtlich des Verbrauchs von immer weniger Energie für gleiche Energiedienstleistung und hinsichtlich der Umweltverträglichkeit bringen, vom Verkehr über kleine Anlagen in Haushalten oder Industriebetrieben bis hin zu Großkraftwerken. Tabelle 3 zeigt eine zusammenfassende Gegenüberstellung von Betriebsdaten und Anwendungsbereiche der verschiedenen Brennstoffzellensysteme.

Neben grundlegenden Forschungsarbeiten an den elektrochemischen Problemen der Brennstoffzelle sind dabei auch verfahrens- und systemtechnische Entwicklungsarbeiten notwendig. Energieumwandlung erfolgt immer in einem System aus vielen Komponenten, von denen das eigentliche Umwandlungsaggregat nur eine ist. Umweltrelevant ist aber nur das Gesamtsystem, dessen schwächstes Glied entscheidend ist. Daher ist es wichtig, exemplarisch auch Gesamtsysteme zu untersuchen und zu optimieren, wie dies im IEV am Beispiel des Sonnenenergie/Wasserstoff/Brennstoffzellen-Demonstrationsanlage Phoebus geschieht, mit der die autarke Stromversorgung eines Teilbereiches der Zentralbibliothek der KFA erreicht werden soll. Herzstück des Systems ist eine 40 kW_p-Photovoltaikanlage, deren Energie für kürzere Zeiträume in Batterien, für längere Zeiträume aber über einen Elektrolyseur in Form von Wasserstoff und Sauerstoff gespeichert werden kann. Die zur Rückgewinnung des Stromes eingesetzten Brennstoffzellen stellen in diesem System nur einen kleinen aber sehr wichtigen Teil des Gesamtsystems dar, das einerseits natürlich die Besonderheiten der jeweils eingesetzten Brennstoffzellen berücksichtigen muß, andererseits aber auch wichtige Randbedingungen für das Brennstoffzellensystem selbst vorgibt. Abb. 10 zeigt ein Verfahrensschema der Anlage, das im wesentlichen demonstrieren soll, daß ein Energieumwandlungssystem doch aus vielen Komponenten besteht, die erst zusammengenommen seine Leistungsfähigkeit bestimmen.

6 Einige Literaturangaben

U. Stimming in: VDI-Berichte Nr. 1174, 1995, S. 237

V. M. Schmidt, U. Stimming in V. Z. Barsukov, F. Beck (Ed.): "New Promising Electrochemical Systems for Rechargeable Batteries", NATO Advanced Research Workshop", Kiev, 1995, im Druck

P. Biedermann, B. Höhle, B. Sackmann, U. Stimming in: F. Lapique et al. (Ed.): "Electrochem. Engineering and Energy", Plenum Press, New York, 1995, S. 1

- U. Stimming in: IFF (Herausg.): "Elektrokeramische Materialien", KFA, Jülich, 1995, S. D3.1
- J. Divisek in: IFF (Herausg.): "Elektrokeramische Materialien", KFA, Jülich, 1995, S. D4.1
- H. Kabs in: IFF (Herausg.): "Elektrokeramische Materialien", KFA, Jülich, 1995, S. D7.1
- B. de Haart in J.-Fr. Hake (Herausg.): "Energieforschung", KFA, Jülich, 1995, S. 191
- K. Ledjeff (Herausg.): "Brennstoffzellen", C.F. Müller, Heidelberg, 1995
- A. J. Appleby, F. R. Foulkes: "Fuel Cell Handbook", Krieger, Malabar, Florida USA, 1993
- L. J. M. J. Blomen, M. N. Mugerwa: "Fuel Cell Systems", Plenum Press, New York, 1993
- H. Wendt, V. Plzak (Herausg.): "Brennstoffzellen", VDI-Verlag, Düsseldorf, 1990
- K. Kordes: "Brennstoffbatterien", Springer-Verlag, Wien, 1984

Photovoltaik: Zwischen Wirkungsgraden und Kosten

oder

Wann kommt der Strom aus der Sonne?

Jens Simon, Heribert Wagner

Institut für Schicht- und Ionentechnik

Forschungszentrum Jülich GmbH

52425 Jülich

Sonnenlicht direkt, umweltfreundlich und wirtschaftlich in Strom zu verwandeln ist ein energiepolitischer Imperativ auf langer Zeitskala. Zwar besetzt Solarstrom derzeit - wenn überhaupt - nur Nischenplätze im Energie-Mix. Doch die Solarzellentechnologien könnten längst mehr. Die Wirkungsgrade der Zellen werden ständig optimiert, und gleichzeitig werden Wege kostengünstiger Produktion in der Forschung mitgedacht. Der Einstieg in die Massenproduktion ließe zudem die Preise drastisch fallen.

Als im Jahre 1958 der zweite amerikanische Satellit, Vanguard I, um die Erde kreiste, kam die in den Kinderschuhen steckende Solarzellentechnologie ins All. Vanguard I nutzte die direkte Sonnenstrahlung, um mit Hilfe kristallinen Siliziums Licht in Strom zu verwandeln. Und dies vier Jahre nachdem die erste Silizium-Solarzelle mit einer deutlichen Effektivität der Energieumwandlung - der Wirkungsgrad betrug 6 Prozent - gebaut war. Bis Ende der 70er Jahre lag die primäre Anwendung der Photovoltaik, der direkten Umwandlung von Licht in elektrische Energie, im Weltraum: Sie lieferte die Energieversorgung von Satelliten [1]. Hierfür wurden Siliziumzellen entwickelt, die besonders zuverlässig und vor allem widerstandsfähig gegen das Bombardement hochenergetischer Teilchen im Weltraum sein mußten. Die Kosten spielten angesichts der in der Weltraumerforschung üblichen Summen eine untergeordnete Rolle. Überlegungen, den Solarstrom im Wortsinne auf den Erdboden zu holen, gab es bereits seit den 50er Jahren. Doch auf der Erde waren und sind die Kosten die entscheidende Hürde, die im Konkurrenzkampf mit den klassischen Energieträgern Kohle, Gas, Erdöl und Kernenergie zu nehmen ist. Für terrestrische Anwendungen steckt der Einsatz von Solarzellen

noch immer in den Kinderschuhen, obwohl die technologischen Möglichkeiten längst mehr zuließen.

Realiter führt der Strom aus der Sonne noch ein Schattendasein. Zwar gibt es Pilotprojekte wie das energieautarke Solarhaus in Freiburg, das vom Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme konzipiert wurde und das seit Herbst 1992 seine Funktionstüchtigkeit erweist. Doch im alltäglichen Leben fällt Solarstrom höchstens bei Armbanduhren, Taschenrechnern oder Parkscheinautomaten auf. Das 1000-Dächer Programm der Bundesregierung ist längst ausgelaufen, und die politische Strategie ist durch Abwarten gekennzeichnet. Abwarten darauf, überholt zu werden? In der Grundlagenforschung nimmt Deutschland noch eine führende Position ein, doch in die Umsetzung investieren andere. So der amerikanische Enron-Konzern, der auf ehemaligem Nukleartestgelände in Nevada Solarzellen im Verbund arbeiten lassen will, um mit einhundert Megawatt die Leistung eines kleinen Kohlekraftwerkes zu erzielen. Der Einstieg in die leistungsstarke Solarstromproduktion ist auch Devise im japanischen Industrieministerium. Nach dem ersten Schritt eines 70000-Dächer-Programms bis zur Jahrtausendwende sollen darüber hinaus bis zum Jahr 2010 insgesamt vier Gigawatt Leistung, entsprechend der Leistung von vier Atomkraftwerken, in Japan installiert sein. Die einsetzende Massenproduktion der Module aus Solarzellen wird die Preise purzeln lassen. In Japan erwartet man, daß bereits im Jahr 2000 ein Solarmodul zu einem Sechstel des heutigen Preises verkauft werden wird [2].

Die Kosten der photovoltaischen Energiewandlung sind reine Fertigungs- und Materialkosten der Energiewandlungsmaschine Solarzelle. Der Brennstoff Licht ist kostenlos und unbegrenzt verfügbar. Allein jeder Quadratmeter Deutschlands bekommt täglich rund drei Kilowattstunden Sonnenenergie geliefert [3] (Abb. 1). Die gesamte von der Sonne kommende Energie summiert sich für den gesamten Globus auf einen Wert, der etwa dem 10000fachen des heutigen Primärenergieverbrauchs der Menschheit entspricht. In der Natur ist diese Energie die Basis allen Lebens im Prozeß der Photosynthese. Mit Wirkungsgraden von 1 bis 2 Prozent in den Chloroplasten der grünen Zellen wird Licht absorbiert und photolytisch Wasser gespalten, wodurch letztendlich aus CO_2 Glukose gebildet wird. Die Prinzipien des photovoltaischen Effektes sind in der Natur zu Hause [4]. In anorganischer Materie wurden sie von Edmond Becquerel im Jahre 1839 entdeckt. Drei Voraussetzungen müssen für den Effekt erfüllt sein: Licht muß absorbiert werden. Dieses Licht muß negative und positive Ladungsträger

erzeugen. Und schließlich müssen die so erzeugten Ladungsträger räumlich getrennt werden, woraus elektrische Spannung und elektrischer Strom resultieren.

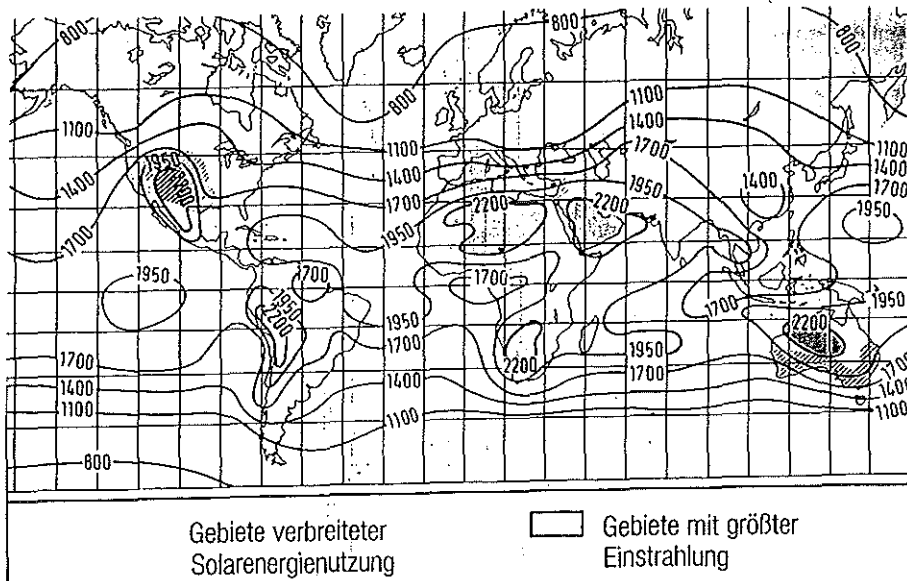


Abb. 1: Weltweite Verteilung der Sonneneinstrahlung. Die Höhenlinien geben die über das Jahr aufsummierte Energie (in Kilowattstunden) an, die auf einem Quadratmeter horizontaler Fläche trifft. Auf die sonnenreichsten Gebiete wie die Sahara, Saudi-Arabien oder die australische Wüste fällt im Jahr pro Fläche in etwa die doppelte Energie im Vergleich zum Mittelwert in Deutschland.

Der photovoltaische Effekt

Bei den anorganischen Materialien sind es Halbleiter, in denen lichtinduzierte Ladungsträger erzeugt und getrennt werden können. (Zu den physikalischen Prinzipien des photovoltaischen Effektes und zu Anwendungen in Solarzellen siehe z.B. [5, 6, 7]. Am absoluten Temperaturnullpunkt sind in einem Halbleiter alle Elektronen an feste Positionen innerhalb der

Kristallstruktur gebunden. Um ein Elektron aus diesem Valenzzustand zu befreien, muß eine Mindestmenge an Energie aufgewendet werden. Dies kann etwa durch Wärme geschehen, so daß bei Zimmertemperatur bereits ein kleiner Bruchteil der Elektronen sich frei im Kristall bewegen kann. Über die energetische Bandlücke zwischen dem gebundenen und dem freien Zustand kann jedoch auch ein Photon, die Energieeinheit des Lichts, das Elektron hinwegtragen. Das Resultat ist neben dem Elektron als Träger negativer Ladung auch eine Elektronen-Fehlstelle positiver Ladung im vorher besetzten Valenzzustand (Loch). Beide, Elektron und Loch, sind als freie Teilchen Träger des elektrischen Stroms. In jedem Materialstück eines Halbleiters geschieht dieser Prozeß bei Lichteinfall, sofern die Photonenenergie größer als die Bandlücke ist. Doch Strom resultiert noch nicht direkt aus Temperaturerhöhung oder Lichteinfall.

Damit aus Licht Strom wird, dürfen die freien Elektronen und Löcher nicht wieder aufeinandertreffen und rekombinieren: Die erzeugten Ladungsträger müssen über ein im Material eingebautes elektrisches Feld voneinander getrennt werden. Ein solches Feld kann durch die Kombination mindestens zweier Modifikationen des Ausgangsmaterials erreicht werden, durch einen sogenannten pn-Übergang. Durch Zusatz von Fremdstoffen (Dotierung) lassen sich die charakteristischen Eigenschaften der Halbleiter verändern. Jeweils eine der beiden Ladungsträgersorten kann zum Überschußladungsträger werden. Sind es Elektronen entsteht n-Material (n für negativ), sind es Löcher entsteht p-Material (p für positiv). Bringt man ein p- und ein n-Material zusammen, entsteht eine Diode (Abb. 2). Ladungsträger diffundieren über den Grenzübergang und hinterlassen ortsfeste Ionen im Kristall. Es entsteht eine Raumladungszone und mit ihr ein elektrisches Feld, das einen Feldstrom von Ladungsträgern erzeugt. Binnen kurzer Zeit stellt sich ein Gleichgewichtszustand ein: Feld- und Diffusionsstrom kompensieren sich. Eine Belichtung kippt dieses Gleichgewicht: Es ändern sich im wesentlichen die Konzentrationen derjenigen Ladungsträger, die in dem jeweiligen Gebiet in der Minderheit sind (Minoritätsträger). Dies sind Elektronen im p-Gebiet und Löcher im n-Gebiet. Der einsetzende Photostrom ist sodann ein Diffusionsstrom dieser Minoritätsträger.

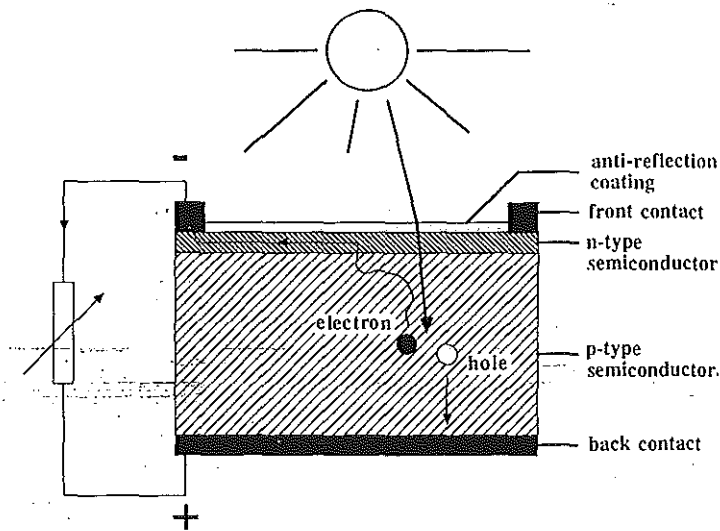


Abb. 2: Prinzipskizze des Querschnitts einer Solarzelle [8]. Auf einen Breiten p-dotierten Bereich ist eine dünne n-dotierte Schicht aufgetragen. Absorbiertes Sonnenlicht erzeugt Ladungsträger, die als Diffusionsstrom (der pn-Übergang wirkt wie eine "Senke") zu den aufgebrauchten Kontakten wandern. Licht ist in elektrischen Strom verwandelt.

Der Wirkungsgrad, mit dem eine Solarzelle arbeitet, ist das Verhältnis aus eingestrahelter Lichtleistung zu gewonnener elektrischer Leistung, also dem Produkt aus Strom und Spannung. Die maximale Spannung wird wesentlich durch die Energielücke des Halbleiters bestimmt. Typischerweise liegt die maximale Spannung bei der Hälfte bis zu zwei Drittel dieses Wertes. Mit wachsender Energielücke fällt jedoch der erreichbare Strom, da nur Photonen mit größeren Energien zu Elektron-Loch-Paaren führen, also das eingestrahlte Sonnenlicht nur in seinem hochfrequenten Anteil nutzbar ist. Umgekehrt sind die Verhältnisse bei kleiner Bandlücke: Jetzt ist zwar der Strom höher, da weite Bereiche des Sonnenspektrums ausgenutzt werden können, doch die resultierende Spannung ist klein. Eine kleine Bandlücke bedeutet überdies, daß viel Photonenenergie "verschenkt" wird, da die meisten Photonen des

Sonnenspektrums mehr Energie liefern als nötig ist, um die Energielücke zu überbrücken. Der Überschuß geht als Wärme verloren. Je nach theoretischem Modell ergeben sich leicht unterschiedliche Aussagen für eine optimale Energielücke. In jedem Fall jedoch ist die Struktur des Sonnenspektrums eine wesentliche Größe (Abb. 3).

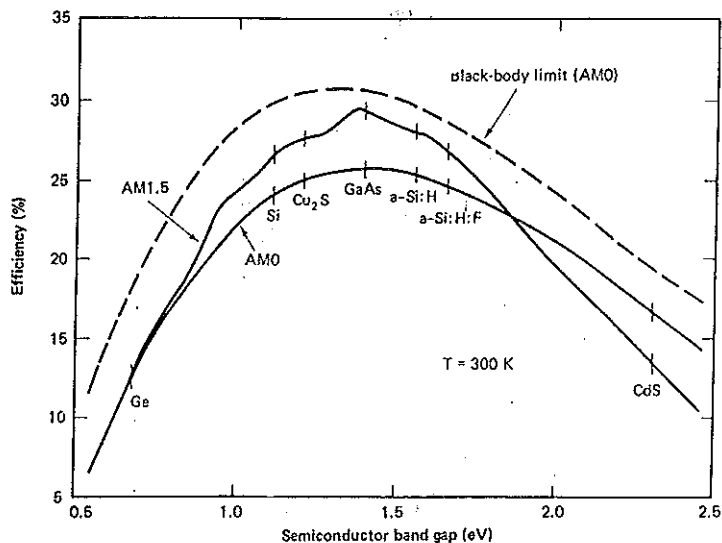


Abb. 3: Berechnung des maximalen Wirkungsgrades einer modellhaften Solarzelle als Funktion der Energielücke des Halbleitermaterials unter drei verschiedenen Lichtverhältnissen [5]. Die Abkürzung AM steht für "air mass": AM0 = Strahlung oberhalb der Erdatmosphäre im Weltraum; AM1 = Strahlung senkrecht auf die Erdoberfläche (keine Kurve in der Abbildung); AM1.5 = Strahlung unter einem Winkel von ca. 48 Grad (Standardwert). Die gestrichelte Kurve gibt den Wirkungsverlauf unter AM0, wenn die Sonne ein idealer Schwarzer Strahler mit einer Oberflächentemperatur von 6000 Kelvin wäre. Eingezeichnet sind die Energielücken realer Halbleitermaterialien.

Das Maximum des Sonnenspektrums liegt im gelb-grünen Bereich zwischen 1,3 und 1,5 Elektronenvolt (eV). Optimale Materialien wären hiernach die Halbleiter Indiumphosphid

(1,3 eV), Galliumarsenid (1,4 eV) und Cadmiumtellurid (1,5 eV). Doch auch kristallines Silizium mit seiner Bandlücke von 1,1 eV gilt nach anderen theoretischen Vorhersagen, die gewisse Rekombinationswege, d.h. Verlustmechanismen der Ladungsträger berücksichtigen, als optimale Wahl.

Arbeitspferd Silizium

Silizium ist das meistverwendete Ausgangsmaterial für kommerzielle Solarzellen. Es ist zugleich das zweithäufigste Element in der Erdkruste, es ist ungiftig, stabil und die Verarbeitungsmethoden sind aus der Informationstechnologie bestens bekannt und erprobt. Für konventionelle Solarzellen wird dabei kristallines Silizium eingesetzt. In Siliziumkristallen besetzen die Atome genau festgelegte Plätze und bilden das für Elemente der IV. Gruppe des Periodensystems typische Diamantgitter: Jedes Atom ist von vier gleichweit entfernten Nachbarn umgeben. Je weniger Baufehler und Fremdatome in dieser kristallinen Architektur vorhanden sind, umso eher eignet sich das Material für sogenannte höchsteffiziente Solarzellen. Den Weltrekord im Wirkungsgrad für Silizium-Solarzellen hält dabei eine australische Forschergruppe: mit Siliziumkristallen hoher Perfektion und einem ausgeklügelten Zellenaufbau erzielen sie einen Wirkungsgrad von 23,5 Prozent. Solche hohen Wirkungsgrade lassen sich nur in wenigen Speziallabors gewinnen; unter industriellen Produktionsbedingungen liegen die derzeit erreichbaren Wirkungsgrade für Solarzellen aus kristallinem Silizium weit darunter: beste Werte liegen bei 17 Prozent. Silizium gilt als das "Arbeitspferd" der Solarzellentechnologie, besonders in kristalliner Form, sei es ein- oder polykristallin. Aus dem Ausgangsmaterial Quarzsand wird Silizium zunächst in mehreren Extraktions- und Reinigungsschritten gewonnen. Aus diesem Ausgangsmaterial werden Kristalle gezüchtet: Im Czochralski-Verfahren werden voluminöse, zylindrische Einkristalle aus einer Siliziumschmelze gezogen. Ein solcher Einkristall kann ein Gewicht von mehr als 100 kg und einen Durchmesser von mehr als 20 cm erreichen. Aus diesem baumstammdicken Zylinder werden dünne Siliziumscheiben mit Dicken von wenigen hundert Mikrometern, sogenannte Wafer, geschnitten. Um aus diesen Wafern Solarzellen herzustellen, folgen drei weitere wesentliche Prozeßschritte. Im ersten Schritt wird der Wafer chemisch bearbeitet - seine Oberfläche erhält eine Textur in Form eines Waffeleisens: die Oberfläche besteht aus einer Unzahl kleinster Pyramiden, wodurch Reflexionsverluste des Sonnenlichts minimiert werden. Auch das Negativbild dieser Struktur, eine Art inverses Waffeleisen, wird als Oberflächenmuster

verwendet. Doch ist der technische Fertigungsverfahren hierbei ungleich aufwendiger (Abb. 4).

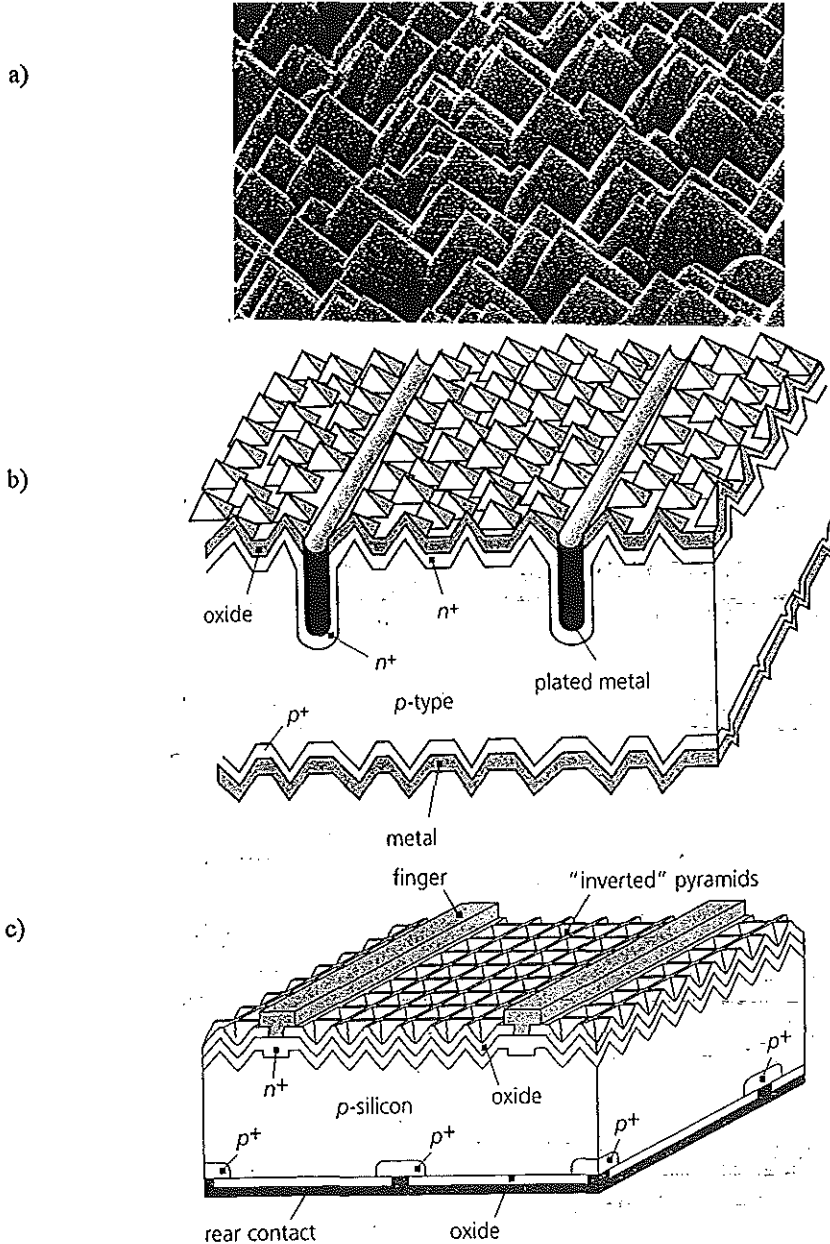


Abb. 4: (a) Oberfläche einer texturierten Silizium-Solarzelle im Raster-Elektronen-Mikroskop. Die Pyramidenstrukturen sind typisch 10 Mikrometer hoch. (b) und (c) Prinzipskizzen hocheffizienter, texturierter Silizium-Solarzellen mit Pyramiden- und invertierter Pyramidenstruktur. In (b) sind die elektrischen Kontakte "vergraben", in (c) liegen sie als "Finger" auf der Oberfläche [5].

Im zweiten Schritt muß die für den photovoltaischen Effekt nötige elektronische Asymmetrie, der pn-Übergang, in den Kristall eingebaut werden. Bei hohen Temperaturen wird der Wafer mit einem Zusatzstoff wie Phosphor dotiert. Dieser Zusatzstoff dringt in Oberflächenschichten des Kristalls ein und erzeugt so nahe der Oberfläche den gewünschten pn-Übergang. Im letzten Schritt schließlich muß die Zelle kontaktiert werden. Feine Metallelektroden werden auf die Oberfläche aufgebracht. Die Einzelzellen werden sodann zu einem größeren Verbund, dem Solarmodul, verschaltet. Solche Module zeigen keinen inhärenten Alterungsprozeß. Die Lebensdauer wird primär durch die Korrosion der Metallkomponenten bestimmt. Mit den gegenwärtigen Technologien sind vermutlich Lebensdauern von 20 bis 30 Jahren zu erreichen.

Der Vorteil der Solarzellen aus einkristallinem Silizium ist ihr hoher Wirkungsgrad. Mit polykristallinem Material lassen sich derartige Werte nicht ganz erreichen. Doch sind die Prozeßkosten hier etwas geringer, da die Kristalle nicht mit der teuren Czochralski-Technik hergestellt werden müssen. Anstatt einen Kristall langsam aus der Schmelze herauszuziehen, wird die Schmelze in einer vorgegebenen Form kontrolliert abgekühlt. Bei diesem Erstarrungsprozeß bildet sich polykristallines Material mit zahlreichen Fehlern in der Kristallstruktur. Doch der photovoltaische Effekt gelingt auch hier. Maximale Laborwerte des Wirkungsgrades liegen bei etwas mehr als 17 Prozent.

Dünnschichttechnologien

Rund ein Drittel der Kosten einer Solarzelle sind Materialkosten. Der Preis kann daher erheblich fallen, wenn eine Alternative zur kristallinen Wafertechnologie beschritten wird: die Herstellung von photovoltaischem Material in dünnen Schichten. Als ein Material unter anderen kommt auch hier wieder Silizium zum Zuge. Doch diesmal nicht im kristallinen, sondern im amorphen Zustand, in welchem die Atome ein ungeordnetes Netzwerk bilden. In diesem Zustand sind die Bindungslängen und -winkel gegenüber dem Kristall leicht geändert, so daß einige Bindungen aufbrechen. Um den Stromtransport nicht zu beeinträchtigen - offene Bindungen wirken als Rekombinationszentren für die Ladungsträger -, werden diese Bindungen durch den zusätzlichen Einbau von Wasserstoffatomen abgesättigt. Das Ergebnis ist hydrogeniertes amorphes Silizium, symbolisch geschrieben als a-Si:H. Typisch ist ein eingebauter Anteil von 10 bis 15 Prozent Wasserstoff an der Gesamtteilchenzahl im Material.

Amorphes Silizium absorbiert Licht im sichtbaren Spektralbereich bis 100fach stärker als kristallines Silizium. Der Grund ist die fehlende Gitterperiodizität des amorphen Zustandes: Um ein Elektron über die Energielücke hinwegzutragen, ist nur ein einzelnes Photon nötig (direkter Übergang); im kristallinen Silizium kann dies vorwiegend nur mit der "Hilfe" eines Quants der Gitterschwingung geschehen (indirekter Übergang) - ein Prozeß, der entsprechend seltener stattfindet. Für die Solarzelle aus amorphem Material bedeutet der hohe Absorptionskoeffizient eine entsprechende Reduktion der nötigen Materialdicke, und somit der entstehenden Kosten. Außerdem bedarf es einer viel geringeren Menge an Energie, um die Zelle herzustellen. Eine a-Si:H Solarzelle hat nach etwa ein bis zwei Jahren Betriebsdauer ihre Herstellungenergie wieder eingespielt (Energierückzahlzeit), wodurch sich relativ zur Lebensdauer ein sogenannter Erntefaktor von 10 bis 20 ergibt - eine deutliche Reduktion im Vergleich zu kristallinen Zellen, die 4 bis 6 Jahre an Energierückzahlzeit benötigen, wodurch der Erntefaktor zwischen 5 und 7 liegt.

Auf billigem Trägermaterial wie Glas- oder Stahlblechfolien werden dünne, amorphe Siliziumschichten durch Kondensation des Materials aus der Gasphase abgeschieden. Ein besonderer Vorteil besteht darin, daß in einem einzigen Fertigungsschritt Schichten von Quadratmetergröße produziert werden können. Dieses Grundmaterial wird durch optische Schreibtechniken mittels Laser so strukturiert, daß eine parallele Folge von rund 1 cm breiten Streifen des amorphen Siliziums entsteht. Diese Streifen werden metallisch in Serie verschaltet, indem Front- und Rückkontakte zwischen benachbarten Streifen verbunden werden. Eine solche integrierte Serienverschaltung führt zu einem Solarmodul mit erhöhter Spannung (entsprechend der Anzahl der Streifen) und erniedrigtem Strom, so daß auch bei großer Gesamtfläche des Solarmoduls die Leitungsverluste gering bleiben. Diese Art der Serienverschaltung ist kostengünstiger als die herkömmliche nicht-integrierte Verschaltung bei Solarmodulen aus kristallinen Siliziumzellen.

Die Ladungstrennung in Solarzellen aus amorphem Silizium gelingt nicht mit einer pn-Struktur wie im Falle des kristallinen Siliziums. Grund ist der gestörte atomare Aufbau des Materials, der eine Vielzahl von Rekombinationszentren, zumal in dotiertem Material, aufweist. In einer undotierten Schicht (intrinsischen i-Schicht) dagegen können die freien Ladungsträger im statistischen Mittel maximal einige Mikrometer zurücklegen, bis sie rekombinieren. Ladungsträger müssen daher in einer solchen i-Schicht erzeugt werden, die einerseits dünn

genug ist, damit Elektronen und Löcher durch die Schicht driften können, die andererseits aber auch dick genug ist, damit ein Großteil des Sonnenlichts in ihr absorbiert werden kann. Das Feld, das die Ladungen trennt, wird durch einen sandwichartigen Aufbau erreicht, indem die i-Schicht zwischen zwei dünne dotierte Schichten (p- und n-Schicht) eingebaut wird. Das Resultat ist eine pin-Struktur (Abb. 5).

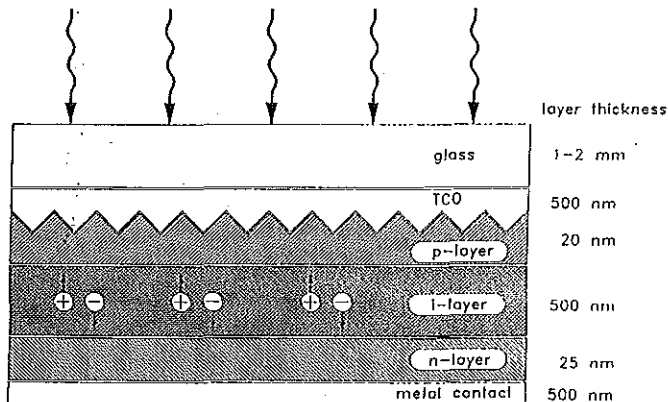


Abb. 5: Schichtstruktur einer Solarzelle aus amorphem Silizium (a-Si:H). Eine typisch 0.5 Mikrometer dicke, undotierte Schicht (i) wird durch eine p- und n-dotierte Schicht eingefasst. Licht dringt in die i-Schicht ein und erzeugt dort Ladungsträgerpaare, die zu den Kontakten driften.

Der entscheidende Nachteil der a-Si:H Solarzellen ist bislang ihr geringer Wirkungsgrad, der zudem noch durch einen Langzeitalterungseffekt herabgesetzt wird. Der Wirkungsgrad eines typischen a-Si:H Solarmoduls sinkt während des Betriebs, d.h. bei Lichteinstrahlung. Sowohl an einer prinzipiellen Erhöhung des Wirkungsgrades als auch an einer verbesserten Stabilität wird intensiv geforscht. Ein verfolgter Ansatz ist das Stapelzellen-Konzept, bei dem zwei oder mehr pin-Strukturen übereinander geschichtet werden, wobei die Summe der i-Schichtdicken gegenüber der einfachen pin-Zelle unverändert bleibt. Aufgrund der geringeren Dicke der Teilzellen können die Ladungsträger effektiver als in der Einzelzelle eingesammelt werden. Die Stapelzelle ist dadurch unempfindlicher gegen die Defekte, die während des Solarzellenbetriebs im amorphen Netzwerk entstehen. Eine Tandemzelle verliert nach mehreren Tausend Stunden Lichteinstrahlung weniger als 1 (Absolut)-Prozent ihres Wirkungsgrades, degradiert also

beispielsweise von 10 auf 9 Prozent. Der sogenannte "stabilisierte Wirkungsgrad" ist dadurch deutlich erhöht.

Jenseits von Silizium

Neben dem "Arbeitspferd" Silizium setzt die Forschung der Photovoltaik auf mehrere andere Materialien [8, 9]. Zwei große Gruppen lassen sich aus materialübergeordneter Sicht unterscheiden: Die eine Gruppe setzt auf Dünnschichttechniken, die immense Preisvorteile versprechen. Die andere Gruppe setzt auf optimale Wirkungsgrade, was kristalline Materialien mit entsprechenden Fertigungs- und Materialkosten voraussetzt. Die Gruppe der Dünnschichttechnologie arbeitet dabei primär an einer Steigerung der Wirkungsgrade, die andere an einer Senkung der Produktionskosten. Das Ziel: Beide Aspekte, Kosten und Wirkungsgrade, gemeinsam zu optimieren. Bei den Dünnschicht-Solarzellen sind neben amorphem Silizium vor allem Kupfer-Indium-Diselenid CuInSe_2 (CIS) und Cadmiumtellurid (CdTe) im Fokus von Forschung und Entwicklung. Die Rekorde bei den Wirkungsgraden liegen dagegen bei den kristallinen Verbindungshalbleitern, die Elemente der dritten und fünften Gruppe des Periodensystems (III-V-Halbleiter) miteinander kombinieren (Tabelle 1). Spitzenreiter ist hier die III-V-Verbindung Galliumarsenid (GaAs). Für Einzelzellen konnte ein Wirkungsgrad knapp unter 25 Prozent, bei Tandemzellen aus GaAs/GaSb von 33 Prozent unter konzentriertem Sonnenlicht erzielt werden. Bei den photovoltaischen Materialien jenseits des Siliziums tauchen jedoch unterschiedliche Probleme auf. Einige der Materialien enthalten gefährliche Umweltchemikalien wie etwa Cadmium. Die Verkapselung der Solarzellen, die etwa beim Silizium dazu dient, die Zelle vor Umwelteinflüssen abzuschirmen, erfüllt bei CdTe-Solarzellen zugleich den umgekehrten Zweck, die Umwelt vor der chemischen Substanz der Zelle zu schützen.

Vor allem jedoch muß für derartige Zellen nach dem Ende ihrer Lebensdauer gewährleistet sein, die giftigen Stoffe zu entsorgen oder zu recyceln. Zudem sind die Materialkosten relativ hoch. Tellur beispielsweise entsteht als Nebenprodukt bei der Reinigung von Kupfer. Die Jahresproduktion liegt daher lediglich bei 300 Tonnen - ein viel zu geringer Wert für eine Massenproduktion von Solarzellen. Ein nur unter starken Vorsichtsmaßnahmen zu handhabender Stoff ist auch Arsen, das in GaAs-Zellen zum Einsatz kommt. GaAs-Solarzellen

verlangen kristallines Material, und die erreichbaren Kristallqualitäten sind längst nicht auf "Silizium-Niveau". Züchtungsanlagen für GaAs, die eine hohe Kristallperfektion liefern, sind noch aktueller Entwicklungsgegenstand der Kristallzuchtforschung. Materialien wie CdTe und GaAs sind jedoch wegen ihrer hohen Effizienz für Spezialanwendungen interessant. CdTe beispielsweise besitzt eine nahezu optimal auf das Sonnenspektrum abgestimmte Bandlücke von 1,45 eV und einen so hohen Absorptionskoeffizienten, daß eine ein Mikrometer dicke Schicht 99 Prozent des sichtbaren Sonnenlichts absorbiert.

Zellentyp	c-Si	poly-Si	II-VI	III-V	a-Si
Wirkungsgrad (Labor)	23.1 %	17.3 %	17 %	25 %	12.7 %
Wirkungsgrad Prototyp-Module	20.8 %	15 %	11.1 %	-	11.0 %
Wirkungsgrad käufll. Module	14 %	12 %	-	-	6 - 7 %
Herstellungskosten	hoch	mittel	niedrig	s. hoch	niedrig

Tab. 1: Vergleich der Wirkungsgrade für verschiedene Materialklassen der Solarzellen. Die Wirkungsgrade der käuflichen Module liegen deutlich unter den Werten der Prototyp-Module und diese deutlich unter den Labor-Spitzenwerten für die Einzelzellen. Angegeben sind zusätzlich grobe Kategorien der Herstellungskosten.

Entwicklungstendenzen

Zwei Strategien werden in der Photovoltaik verfolgt, um die Systemkosten zu senken und um so die Solarzellentechnologie wirtschaftlich akzeptabel werden zu lassen. Die eine Strategie zielt auf die Kostenreduktion durch großflächige Solarmodule in Dünnschichttechnologie. Derartige Flachkollektoren besitzen Wirkungsgrade zwischen 10 und 15 Prozent. Die zweite Strategie vermeidet großflächiges photovoltaisches Material und nutzt stattdessen Linsen und andere optische Hilfsmittel, um das Sonnenlicht auf einen kleinen Bereich photovoltaisch aktiven Materials zu lenken: Sogenannte Konzentratorsysteme verwenden Materialien hohen Wirkungsgrades (größer als 20 Prozent) wie kristallines Silizium und III-V-Materialien.

Konzentratorsysteme benötigen direktes Sonnenlicht. Sie können kein diffuses Licht, das durch die Streuung in der Atmosphäre, an Wolken und Luftfeuchtigkeit entsteht, bündeln. Der Einsatz solcher Systeme macht daher in wolkenreichen Regionen weniger Sinn und ist auf sonnenreiche Gegenden der Erde oder auf den Weltraum beschränkt. Konzentratorsysteme sind stets mit Motoren verkoppelt, die das System zur Sonne hin ausrichten. In der Praxis wird mit ein oder zwei Rotationsachsen gearbeitet, die die Ausrichtung der Solarzelle dem Tagesgang der Sonne oder zusätzlich noch der jahreszeitlichen Periode anpassen. Mit einer ausgeklügelten Optik läßt sich das Licht so stark bündeln, daß auf die Solarzelle eine hundertfach größere Energiemenge als ohne lichtbündelnde Optik fällt. Der technologische Input für diese Systeme steigt jedoch entsprechend. Die Kosten für die Solarzelle selbst nehmen nur einen Bruchteil der Gesamtkosten ein, da auf eine kleinflächige Solarzelle das Licht gebündelt wird. Anstrengungen gehen deshalb vor allem dahin, preisgünstige Linsen und Spiegel zu konstruieren. Aufgrund der vielen hochtechnologischen Komponenten rechnen sich Konzentratorsysteme nur in Anlagen, die mindestens einige Kilowatt an Leistung erbringen. Flachkollektoren können dagegen sowohl direktes als auch diffuses Licht effektiv in Strom umwandeln. Sie sind daher praktisch weltweit einsetzbar. Sie müssen nicht in die Normalenrichtung zur Sonne rotiert werden und kommen so ohne bewegliche Teile aus. Ein Umstand, der zu einer relativ robusten Technologie führt.

Die überwiegende Mehrheit aller heute installierten photovoltaischen Systeme sind Flachkollektor-Anlagen. In Kombination mit der Dünnschicht-Technologie bietet sich hier der vielversprechendste Weg an, die Kosten deutlich zu senken. Die Photovoltaik könnte hiermit für die terrestrische Stromerzeugung den Kinderschuhen entwachsen. Bereits 1990 bestand rund ein Drittel aller weltweit verkauften Solarzellen aus amorphem Silizium-Dünnschichtmaterial. Vor allem zwei Gründe sind es, welche die Dünnschichttechnologie im Kostenrennen abwärts so attraktiv macht. Zum einen absorbieren dünne Materialfilme das Sonnenlicht um ein Vielfaches effizienter als kristalline Zellen. Die Materialeinsparung ist entsprechend immens. Zum zweiten sind die Herstellungstechniken dünner Filme besonders gut für die Massenproduktion geeignet. Eine großflächige Deposition mit einer integrierten Verschaltung der Zellen zu Modulen ist mit hohem Automatisierungsgrad bei gleichzeitig inhärent niedrigen Produktionskosten und geringem Energieverbrauch möglich. Die zentrale Aufgabe, den Wirkungsgrad zu steigern und für die Einzelzelle langfristig zu stabilisieren,

scheint durch die Realisierung von Stapelzellen mit einer optimierten Anpassung an das solare Spektrum auf gutem Wege zu sein.

Fallende Kosten

Derzeit ist Solarstrom mit durchschnittlich 2 DM pro Kilowattstunde noch nicht wettbewerbsfähig. Diese Kostenangabe bezieht sich auf eine 20jährige Nutzung bei einem Zinssatz von 8 Prozent. Geht man von einer 30jährigen Nutzung und 4 Prozent Zins aus, liegen die heutigen Kosten bereits bei 1,20 DM. Auf jeweils rund ein Drittel fielen diese Werte bereits heute, würde der Einstieg in die Massenproduktion vollzogen. Mit Solarzellen aus amorphem Silizium würde noch ein weiterer Kostensprung nach unten erfolgen (Abb. 6).

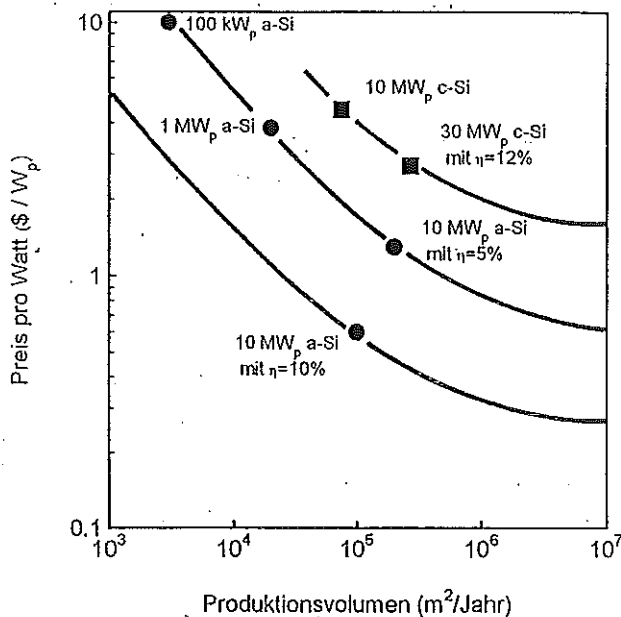


Abb. 6: Prognose zur Kostenentwicklung von amorphem und kristallinen Silizium-Solarzellen in Abhängigkeit vom Produktionsvolumen bei unterschiedlichen Modulwirkungsgraden η [10]. Watt-Peak (W_p) ist dabei die Leistung, die eine Solarzelle unter maximaler Sonneneinstrahlung (Standardwert: 1 Kilowatt pro Quadratmeter) liefern kann. Eine Faustregel besagt, daß der letztendliche Strompreis pro Kilowattstunde, den der Verbraucher zu zahlen hat, ein Zehntel der Kosten für ein W_p beträgt.

Die Erwartung ist, daß die Dünnschichttechnologien in Zusammenhang mit einer Massenproduktion den photovoltaischen Strompreis unter 0,30 DM pro Kilowattstunde fallen lassen könnte - in sonnenreichen Ländern sogar unter 0,20 DM. Alle diese Angaben beziehen sich auf den status quo, sind also lediglich mit derzeit aktuellen Strompreisen aus den konventionellen Energieträgern zu vergleichen. Um Aussagen zur Wirtschaftlichkeit der Photovoltaik zu machen, ist jedoch mehreres mitzudenken. So werden die Kosten der konventionellen Energieversorgung zwangsläufig steigen, und dies umso mehr, je knapper die Ressourcen werden. Doch bereits heute ist Energie volkswirtschaftlich betrachtet viel zu billig. Weiterhin müssen in die Energieversorgung auch sämtliche externen Kosten wie Umweltschäden und Entsorgung einbezogen werden. Der heute faktische Energiepreis würde bereits jetzt um einen Faktor drei bis fünf angehoben, würden sämtliche sozialen Kosten berücksichtigt. Extrapoliert man die derzeitigen Entwicklungen angesichts der ablesbaren Trends in das nächste Jahrhundert hinein, so ist die Frage nicht, ob die Photovoltaik die Wirtschaftlichkeitsgrenze erreicht, sondern lediglich, wann sie es tut.

Bei einer hohen Abschätzung der sozialen Kosten wird die Photovoltaik bereits um die Jahrtausendwende den Preis für die Kilowattstunde Strom, gewonnen aus konventionellen Energieträgern, unterbieten. Werden die sozialen Kosten nicht berücksichtigt, verschiebt sich dieser Zeitpunkt lediglich um zwanzig Jahre in die Zukunft (Abb. 7).

Ausblick: Energie-Szenarien

Der zukünftige Energie-Mix wird eine gänzlich andere "Mischung" an Energiequellen als die derzeit real praktizierte Energieversorgung aufweisen. Und nicht nur die Art der Energiegewinnung, sondern auch der Umgang mit Energie muß sich fundamental ändern. Energie einzusparen und effizient einzusetzen ist zwangsläufig erforderlich, unabhängig davon, wie die Energie gewonnen wird. Ein simples Zahlenspiel: Der jetzige Pro-Kopf-Verbrauch an Energie in den Industriestaaten beträgt 57 Megawattstunden pro Jahr, entsprechend 7 Tonnen Steinkohleeinheiten (SKE). Nähme man dies als Zielwert für jeden Menschen und berücksichtigte man eine zu erwartende Verdopplung der Menschheit auf 10 Milliarden innerhalb der nächsten Jahrzehnte, so stiege der Energiebedarf auf das Sechsfache des gegenwärtigen Weltenergieverbrauchs. Eine Menge, die von keinem Energieversorgungs-

system bereitgestellt werden könnte. Rationelle Energiewandlung und -nutzung ist daher ein vorausgesetzter Schritt in jedem Energie-Szenarium - und zugleich ein für die unmittelbare Zukunft entscheidender, um die auf den Umweltschutz-Gipfeltreffen der Vereinten Nationen in Rio de Janeiro (1992) und Berlin (1995) propagierte Reduzierung des CO₂-Ausstoß zu verwirklichen.

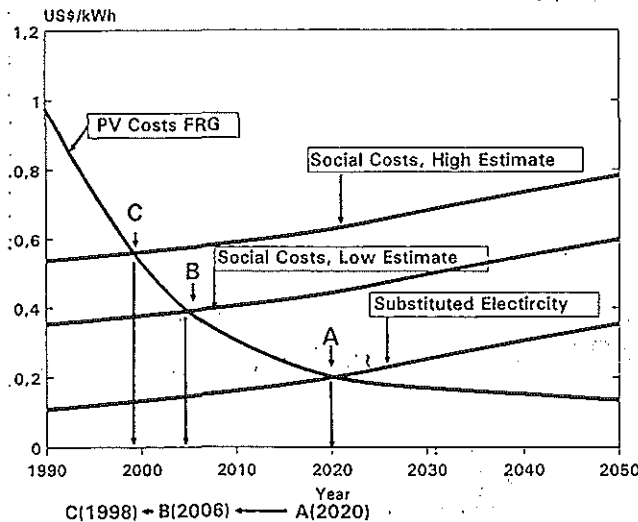


Abb. 7: Abschätzung der Preisentwicklung für Solarstrom im Vergleich zu den Kosten für Strom aus konventionellen Energieträgern. Eine hohe Gewichtung der sozialen Kosten (Umweltschäden, Gesundheitsschäden, Entsorgung etc.) ließe Solarstrom bereits um die Jahrtausendwende "konkurrenzfähig" werden [11].

Um der CO₂-Problematik kurzfristig und effektiv zu begegnen, ist die Photovoltaik nicht das geeignete Mittel. Denn am gesamten Primärenergieverbrauch ist elektrischer Strom nur mit rund einem Achtel beteiligt. Die Photovoltaik ist jedoch eines der anvisierten Standbeine im Gesamtkonzept einer zukünftigen Energieversorgung. In zunehmendem Maße werden solche Konzepte auf regenerative Energiequellen aufbauen, die im Endeffekt sämtlich solargetrieben sind (neben der direkten Sonnenstrahlung: Wind, Biomasse, Wasserkraft, ozeanische Wärme- und Wellenenergie, geothermische Energie). Die Potenz der regenerativen Energiequellen ist gewaltig: Aus Szenarien, wie sie für die Umweltschutz-Gipfeltreffen erstellt wurden [9], geht hervor, daß selbst bei einer angenommenen Verdreifachung des weltweiten Bedarfs an elektrischem Strom bis zum Jahr 2050, rund 30 Prozent durch Wind- und Solaranlagen und weitere 30 Prozent durch Wasserkraft und Biomasse gedeckt werden könnten. Und erst ab einem Stadium, in dem ein hoher regenerativer Anteil an der Endenergie geliefert wird, kommt

das Element der Energiespeicherung ins Spiel. Der speicherbare Energieträger Wasserstoff, solar erzeugt, wird in ein Geflecht aus direkt genutzter fluktuierender Energie (Sonne, Wind), aus kontinuierlich anfallender Energie (etwa Wasserkraft) und aus verbleibenden tolerierbaren fossilen und nuklearen Energieanlagen eingebunden sein [12]. Der Wasserstoffbedarf wird dabei in etwa linear mit der Zunahme an regenerativer Energie wachsen.

Ein oft ins Feld geführtes Argument gegen die Photovoltaik ist der benötigte Flächenbedarf, der mit Solarzellen belegt sein müßte, um in großen Mengen Strom als direkte Energie oder Wasserstoff als Energiespeicher zu produzieren. Beliebige Zahlenspiele ließen sich hier anstellen. In die meisten gehen jedoch zu viele Parameter ein, um sie hier sinnvoll vorzustellen. Darum hier nur eine kleine Zahlenangabe: Selbst auf ein sonnenärmeres Gebiet wie die Bundesrepublik Deutschland strahlt die Sonne das 100fache der Energie ein, die derzeit als Primärenergie überhaupt in Deutschland verbraucht wird. Gemessen am Stromenergieverbrauch sogar das 800fache. Um diese Stromenergie durch photovoltaische Module mit einem angenommen Wirkungsgrad von 15 Prozent zu erzeugen, würden 0,8 Prozent der bundesrepublikanischen Landfläche benötigt. (Zum Vergleich: Der überbaute Flächenanteil in Deutschland beträgt 11 Prozent.) Rechnet man dagegen mit globalen Werten, so wird umso mehr deutlich, daß der Flächenbedarf nicht das entscheidende Hemmnis zur Einführung der Photovoltaik darstellt. In (die) Zukunft führt kein Weg an der Sonne vorbei.

Literatur

- [1] Loferski, J.J. "The First Forty Years: a Brief History of the Modern Photovoltaic Age", Progress in Photovoltaics Research and Applications, Vol. 1, 67-78 (1993).
- [2] Klein, Stefan "Solarstrom im Schatten der Atomruinen", Süddeutsche Zeitung, 24./25. Mai 1995.
- [3] Bonnet, D., Fuhs, W., Hoffmann, W. "Stromerzeugung durch Solarzellen. Physik - Technologie - Märkte", In: Hessisches Ministerium für Wirtschaft und Technik (Hg.), Technologie-Monitor Solarenergie und Wasserstofftechnik III: Batelle-Kongreß November 1990.

- [4] Fritzsche, P. "Photovoltaik und Photosynthese", In: [7].
- [5] Green, M.A. "Solar Cells, Operating Principles, Technology, and System Applications", Englewood Cliffs, USA 1982;; Green, M.A. "Crystalline- and Polycrystalline Silicon Solar Cells", In: [9].
- [6] Jäger, F., Räuber, A. (Hg.) "Photovoltaik - Strom aus der Sonne. Technologie, Wirtschaftlichkeit und Marktentwicklung", Karlsruhe 1990.
- [7] Meissner, D. "Solarzellen: Physikalische Grundlagen und Anwendungen in der Photovoltaik. Sommerschule Physik und Chemie der photovoltaischen Solarenergieumwandlung", Braunschweig 1993.
- [8] Materials Research Society (MRS) Bulletin "Materials for Photovoltaics", Vol. XVIII, No. 10, October 1993.
- [9] Johansson, Th.B. et al. (Hg.) "Renewable Energy. Sources for Fuels and Electricity", Washington, D.C. 1993
- [10] Luft, W. Paneldiscussion: 11th E.C. Photovoltaic Solar Energy Conference, Montreux, Oct. 1992.
- [11] Hohmeyer, O. "The future of Photovoltaics and the Probable Costs of Climate Change in the Context of a Sustainable World", In: Hill, R., Palz, W., Helm, P. (Hg.) Twelfth European Photovoltaic Solar Energy Conference, Vol. II, Proceedings of the International Conference, Amsterdam, The Netherlands, 11-15 April 1994.
- [12] Nitsch, J. "Szenarien einer zukünftigen Energieversorgung - Fallbeispiel Deutschland -", In: [7].

Windenergie

Dr. Hanns Bouillon

PreussenElektra Aktiengesellschaft

Tresckowstraße 5

D-30457 Hannover

1. Grundlagen

1.1. Physikalische Grundlagen

Die unterschiedliche Sonneneinstrahlung auf die Erde bewirkt eine ungleichmäßige Temperatur - und damit Druckverteilung in der Atmosphäre. Darunter sind die bekannten weiträumigen Hoch- und Tiefdruckgebiete, auch regionale und örtliche Thermik zu verstehen. Die daraus resultierenden ausgleichenden Luftströmungen werden als "Wind" bezeichnet. In Europa ist der Wind nahezu ausschließlich das Ergebnis des großräumigen Ausgleichs von Hoch- und Tiefdruckgebieten, während für die amerikanischen Windnutzungszentren Kaliforniens thermische, regionale Windströmungen ausschlaggebend sind. Dort werden Ausgleichswinde in den Gebirgspässen durch die Thermik im küstennahen Hochplateau ausgelöst. Dadurch sind dort tagsüber stetige, berechenbare Windverhältnisse, im Gegensatz zu Europa, gegeben.

Die im Wind enthaltene Energie wird physikalisch als kinetische Energie (Energie einer bewegten Masse) bezeichnet und läßt sich formelmäßig beschreiben:

$$E_{\text{kin}} = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v^2 \quad (1)$$

(m = Masse der Luft, v = Windgeschwindigkeit)

Bezogen auf eine Windkraftanlage läßt sich die Luftmasse m , die durch die Rotorfläche strömt, als

$$m = \varphi \cdot F \cdot v \quad (2)$$

(φ = spez. Gewicht der Luft, F = Rotorfläche, v = Windgeschwindigkeit) definieren.

Daraus ergibt sich die Leistung des Windes zu:

$$P_{\text{wind}} = \frac{1}{2} \varphi \cdot F \cdot v^3 \quad (3)$$

Dieses Windleistungsangebot lässt sich mit Windkraftanlagen nicht zu 100 %, sondern nur mit einem Wirkungsgrad < 100 % gewinnen. Der Wirkungsgrad (fachmännisch hier Leistungsbeiwert c_p genannt) gibt die Güte der Windkraftanlagen wieder. Er unterliegt einer physikalischen Grenze von rd. 60 % (nach Betz). Moderne Windkraftanlagen erreichen heute Leistungsbeiwerte um 45 %.

(Anm.: Der Leistungsbeiwert ist identisch dem c_w -Wert eines Autos, nur hier ist man bestrebt, niedrige Werte zu erreichen.)

Somit gilt für alle Windkraftanlagen das oben abgeleitete Gesetz /1/:

The diagram shows the equation $P = c_p \times \frac{1}{2} \rho \times F \times v^3$. A bracket under the terms $\frac{1}{2} \rho \times F \times v^3$ is labeled P_{Wind} . Below the equation, a box contains the following definitions:

- c_p = Leistungsbeiwert
- ρ = Luftdichte 1,22 kg/m³
- F = durchströmte Fläche
- v = Windgeschwindigkeit

Bild 1 Leistung einer Windturbine

(Anm.: Da die Windgeschwindigkeit in der 3. Potenz eingeht, bedeutet eine Verdopplung der Windgeschwindigkeit eine Verachtfachung der Leistung.)

1.2. Verfahren und Anlagen zur Windenergienutzung

Die Nutzung der Windenergie kann nach zwei verschiedenen technischen Verfahren unterschieden werden:

- Widerstandsläufer:

Darunter ist die Umwandlung nach dem Prinzip alter Segelboote zu verstehen, wie sie früher mit den Holländer Windmühlen, Westernwindrädern und Savoniusrotoren u. ä. zu finden war. Diese Anlagen haben heute praktisch nur noch historische Bedeutung. Aufgrund schlechter Wirkungsgrade/Leistungsbeiwerte, Regelfähigkeit und teilweisen starken Einschränkungen des Einsatzes bei höheren Windgeschwindigkeiten sind die modernen Windkraftanlagen:

- Auftriebsläufer

Auftriebsläufer haben aerodynamisch profilierte Flügel und setzen dadurch, wie beim Flugzeug, die Luftströmung in Auftrieb (Rotation) um. Von der Bauart sind Horizontalachsen- und Vertikalachsenmaschinen zu unterscheiden.

- Horizontalachsenmaschinen: Ein- bis Dreiblattrotoren
- Vertikalachsenrotoren: Darrieus- und H-Rotoren.

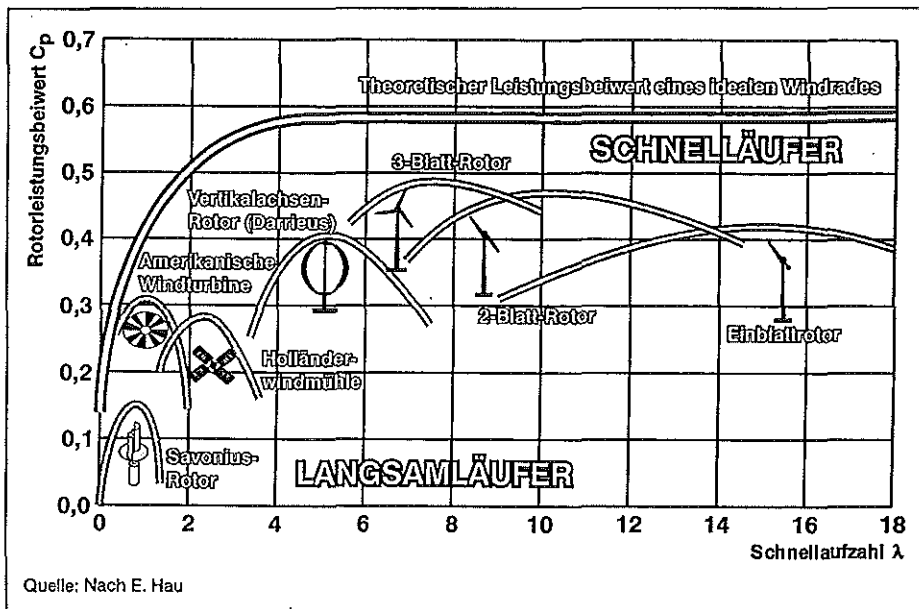


Bild 2 Leistungskennlinien von Windrotoren unterschiedlicher Bauart

Für die verschiedenen Typen sind im Bild 2 die Wirkungsgrade dieser Anlagen dargestellt. Moderne Anlagen erreichen bis zu 45 % bei einer maximalen theoretischen Grenze von rd. 60 % (nach Betz). Die "Schnellaufdrehzahl" als Abszisse stellt das Verhältnis von Blattspitzen-geschwindigkeit zur Windgeschwindigkeit dar.

Bisher haben sich die Horizontalachsenanlagen durchgesetzt, obwohl die Vertikalachsenanlagen keine Windrichtungsnachführung benötigen. Die Nachteile, wie aufwendigerer technischer Aufbau und das nicht selbständige Anfahren von Vertikalachsenanlagen, sind hier als Gründe zu nennen.

Moderne marktgängige Anlagen - überwiegend 3-Blatt-Horizontalachsenanlagen - haben sich in den letzten Jahren von ca. 30 kW bis zu 750 kW Nennleistung entwickelt. Erste Nullserien von 1 bis 1,5-MW-Anlagen werden derzeit installiert. Daneben wird die Entwicklung von Multi-MW-Maschinen betrieben.

Gemäß den o. g. physikalischen Gesetzmäßigkeiten ergeben sich für alle Windkraftanlagen gleiche Anlagencharakteristika, die sich anhand einer Kennlinie darstellen lassen (vgl. Bild 3).

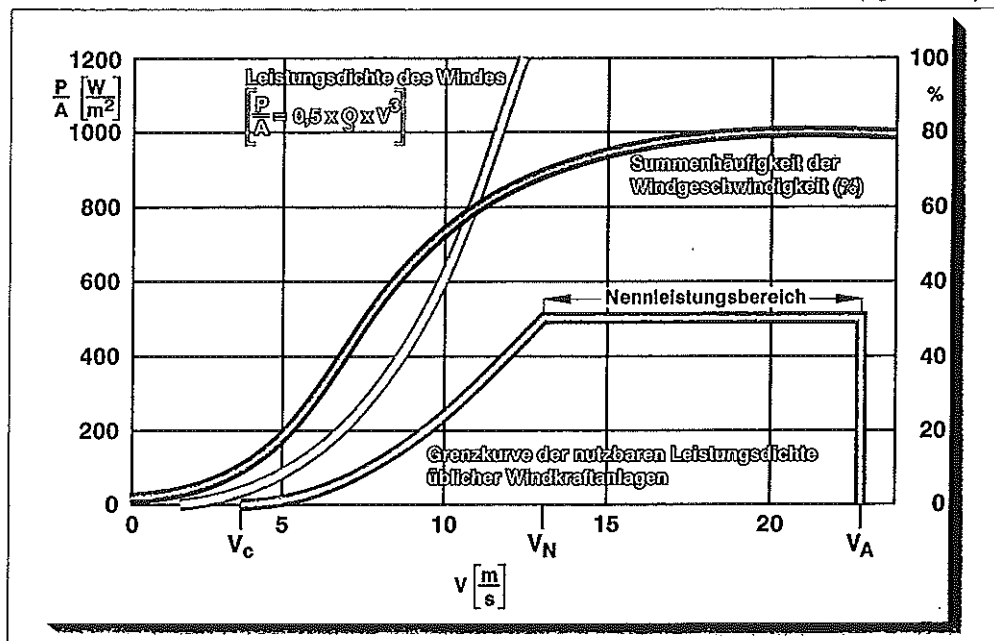


Bild 3 Charakteristische Kenngrößen zur Nutzung der Windenergie

Übliche Auslegungen für den Generator bezogen auf die Rotorfläche sind zwischen 400 und 600 W/m². Betrachtet man dazu die Häufigkeit der Windgeschwindigkeit (am Beispiel für Norddeutschland), erkennt man, daß die Windkraftanlagen nur max. etwa 10 - 20 % der Zeit eines Jahres ihre volle Leistung bringen können.

Die o. g. Leistungsregelung ab dem Erreichen der Nennleistung geschieht durch:

die aktive Pitch-Regelung (d. h., Drehung des Flügels um die eigene Achse)

oder durch

die passive Stall-Regelung d. h., das aerodynamische Profil des Flügels ist so geformt, daß ab der Nennwindgeschwindigkeit die laminare Luftströmung um den Flügel durch Wirbelbildung gestört wird und damit der Auftrieb abnimmt.

Durch den Selbstregelungseffekt der Stallregelung können die bei der Pitch-Regelung notwendigen Bauelemente (Regeleinrichtung, drehbare Lagerung des Flügels, Verstelleinrich-

tung etc.) eingespart werden.

Allerdings ergibt sich für stall-geregelte Anlagen eine Kennlinie, die ab einem Leistungsmaximum bei zunehmender Windgeschwindigkeit eine sinkende Stromabgabe ausweist. Pitch-geregelte Anlagen sind darüber hinaus für den Inselbetrieb geeignet.

2. Potentiale

2.1. Stand der Windenergienutzung

Die Windenergienutzung ist in Deutschland in exponierten Lagen möglich. Im wesentlichen sind dies die Nord- und Ostseeküstenbereiche sowie die Hochlagen der Mittelgebirge, wie Bild 4 zeigt.

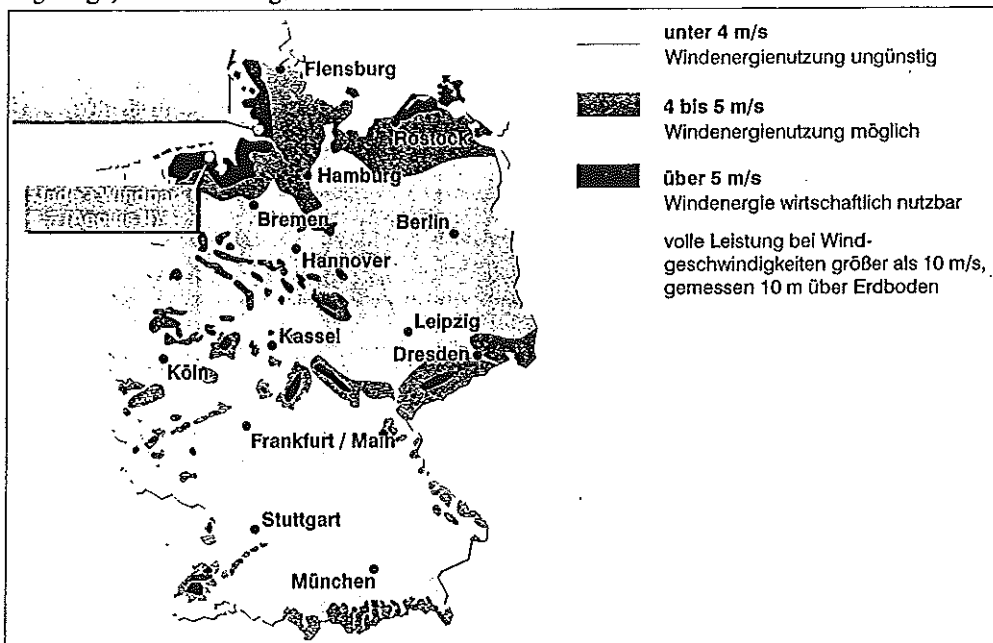


Bild 4 Windgeschwindigkeitsbereiche in der Bundesrepublik Deutschland

Die Windenergienutzung ist derzeit geprägt durch hohe Zuwachsraten. Dieser Boom wurde ausgelöst durch

- 100/250-MW-Windprogramm des BMBF (BMFT)
- Landesförderung
- Stromeinspeisungsgesetz.

Betroffen von der Windeinspeisung sind hauptsächlich PreussenElektra und PreussenElektra-Konzerngesellschaften bzw. Reg. EVU im PreussenElektra-Bereich (SCHLESWAG, EWE, ÜNH, PESAG, HEVAG).

2.2. Technische Potentiale im PreussenElektra-Versorgungsbereich

Das gesamte Potential wurde in verschiedenen Studien unterschiedlich geschätzt. Entscheidend ist, auf welcher Basis die Abschätzung erfolgt. Ausgangspunkt ist jeweils die verfügbare Fläche für die Errichtung für das maximale theoretische Potential, das unter Ansatz von realen Restriktionen (Naturschutz, Abstände zu Bebauungen, Vogelschutz etc.) reduziert wird. Sinnvolle Zahlenangaben sind nicht zu machen. Für den PreussenElektra-Bereich ist aber mit mehreren 1 000 MW zu rechnen (s. Landesprogramme Schleswig-Holstein mit 1 200 MW, Niedersachsen mit 2 000 MW bis zum Jahr 2000 bzw. 2005). Ungeachtet der installierten Windleistung werden jedoch kaum Leistungen konventioneller Kraftwerke gespart, da in den

Bundesland	Anzahl der WKA		Installierte Leistung / MW	
	12/1994	12/1995	12/1994	12/1995
Baden-Württemberg	15	20	1,049	2,049
Bayern	26	33	1,583	4,983
Berlin	6	6	2,030	2,030
Brandenburg	81	139	22,446	50,046
Bremen	15	15	3,078	3,078
Hamburg	9	22	0,843	7,343
Hessen	63	108	16,339	38,739
Mecklenburg-Vorpommern	143	206	37,587	67,487
Niedersachsen	813	1 091	195,112	325,712
Nordrhein-Westfalen	339	503	43,439	110,439
Rheinland-Pfalz	73	114	13,388	26,688
Saarland	3	12	0,306	4,606
Sachsen	36	87	9,924	32,324
Sachsen-Anhalt	25	55	3,346	15,246
Schleswig-Holstein	962	1 251	290,811	448,111
Thüringen	8	24	1,805	8,405
Summe	2 617	3 686	642,085	1 147,285

Quelle: DEWI

Tabelle 1 Stand der Windenergienutzung Ende 1995

windschwachen und Flautezeiten die konventionellen Kraftwerke die Versorgung sicherstellen müssen. Selbst bei einer zusammenfassenden Betrachtung aller Anlagen in Norddeutschland, ist mit Zeiten zu rechnen, in denen keine Windeinspeisung erfolgt.

Gemessen an der gesetzlichen Einspeisevergütung von rd. 17,3 Pf/kWh können somit private Betreiber Windkraftanlagen wirtschaftlich betreiben.

Demgegenüber können Windkraftanlagen kaum konventionelle Kraftwerke ersetzen, so daß nahezu ausschließlich Brennstoffkosten vermieden werden können. Die damit langfristig vermiedenen Kosten sind heute mit rd. 4 Pf/kWh anzusetzen.

In Tabelle 1 ist die regionale Verteilung und Anlagenstatistik für die Jahre 1994 und 1995 dargestellt. Nachdem 1994 825 Anlagen mit einer Nennleistung von 309 MW neu installiert wurden, erreichten der Zuwachs 1995 mit 1 069 neuen Anlagen und 505 MW einen neuen Höhepunkt. Insgesamt waren Ende 1995 rd. 1 150 MW an Windkraftanlagen installiert.

3. Wirtschaftlichkeit

Die Entwicklung von marktgängigen, immer größeren Einheiten von 30 kW bis heute 750 kW in den letzten 10 Jahren brachte eine deutliche Kostendegression. Heute ist mit spezifischen Kosten von 1 800 DM/kW bis 2 200 DM/kW zuzüglich Infrastruktur und Netzanbindung zu rechnen. Letztere Kosten sind stark abhängig von örtlichen Gegebenheiten und können in der Regel durch den Bau von Windparks anstatt Einzelanlagen minimiert werden. Die beispielhafte annuitätische Betrachtung der Grenzen der Stromerzeugungskosten in Tabelle 2 weist Kosten von 14 - 36 Pf/kWh aus. Für künftige Windparks in guten Windgebieten und unter Berücksichtigung von steuerlichen Vorteilen können auch Kosten < 14 Pf/kWh erreicht werden.

Gemessen an der gesetzlichen Einspeisungsvergütung von rd. 17,3 Pf/kWh können somit private Betreiber Windkraftanlagen wirtschaftlich betreiben.

Demgegenüber können Windkraftanlagen kaum konventionelle Kraftwerke ersetzen, so daß nahezu ausschließlich Brennstoffkosten vermieden werden können. Die damit langfristig vermiedenen Kosten sind heute mit rd. 4 Pf/kWh anzusetzen.

4. Politische Diskussion

Die Förderung der Windenergie durch das Einspeisungsgesetz, nachdem die Vergütung zu derzeit rd. 17,3 Pf/kWh festgelegt ist, hat heute bereits die erwarteten Grenzen von rd. 50 Mio DM/a weit überschritten. Diese "Subvention" belastet hauptsächlich die privaten Haushalte in den nördlichen Bundesländer durch höhere Strompreise. Die Mehrkosten der Reg. EVU gegenüber den Strombezugskosten bei PreussenElektra von ca. 8 Pf/kWh werden

	<u>Beispiel 1</u>	<u>Beispiel 2</u>
	max.	min.
WKA ab Werk		
500 kW x 1 800 - 2 200 DM/kW =	1 100 000,-- DM	900 000,-- DM
Nebenkosten	ca. <u>400 000,-- DM</u>	<u>300 000,-- DM</u>
	<u>1 500 000,-- DM</u>	<u>1 200 000,-- DM</u>
Verzinsung 7 % und	Annuität	
Tilgung 10 Jahre / 15 Jahre	14,25 %	11 %
Versicherung	1,00 %	1 %
Wartung, fremd	2,00 %	2 %
Wartung, eigen	<u>1,00 %</u>	<u>1 %</u>
	<u>18,25 %</u>	<u>15 %</u>
Jahreskosten:		
1 500 000,-- x 0,1825	<u>273 750,-- DM</u>	
1 200 000,-- x 0,15		<u>180 000,-- DM</u>
bei <u>1 500 Vollaststunden</u>		
500 kW x 1 500 h = 750 000 kWh/a		
Kosten der kWh:	<u>0,365 DM/kWh</u>	<u>0,24 DM/kWh</u>
bei <u>2 000 Vollaststunden</u>		
500 kW x 2 000 h = 1 000 000 kWh/a		
Kosten der kWh:	<u>0,274 DM/kWh</u>	<u>0,18 DM/kWh</u>
bei <u>2 500 Vollaststunden</u>		
500 kW x 2 500 h = 1 250 000 kWh/a		
Kosten der kWh:	<u>0,291 DM/kWh</u>	<u>0,144 DM/kWh</u>

Tabelle 2 Stromerzeugungskosten aus Windkraftanlagen

z. T. durch Rationalisierung bei den EVU und Strompreiserhöhungen aufgefangen. Daneben entstehen weitere Deckungsbeitragsverluste bei PreussenElektra (Differenz von Absatzerlös und vermiedenen Brennstoffkosten) in Höhe von rd. 6 Pf/kWh.

Hier ist eine gerechtere Verteilung dieser Lasten durch eine entsprechende Novellierung des Stromeinspeisungsgesetzes anzustreben. Derzeit tragen 4 % der Bevölkerung 70 % der Kosten des Stromeinspeisungsgesetzes. Die politische Diskussion hierzu ist in Gang gesetzt worden.

Neben diesem grundlegenden Problem wurde hinsichtlich der Frage der Kostentragung für den Netzanschluß zu Lasten der Windkraftanlagenbetreiber durch den BGH entschieden. Offen ist, wer die Kosten der zunehmend notwendigen Netzverstärkung tragen soll.

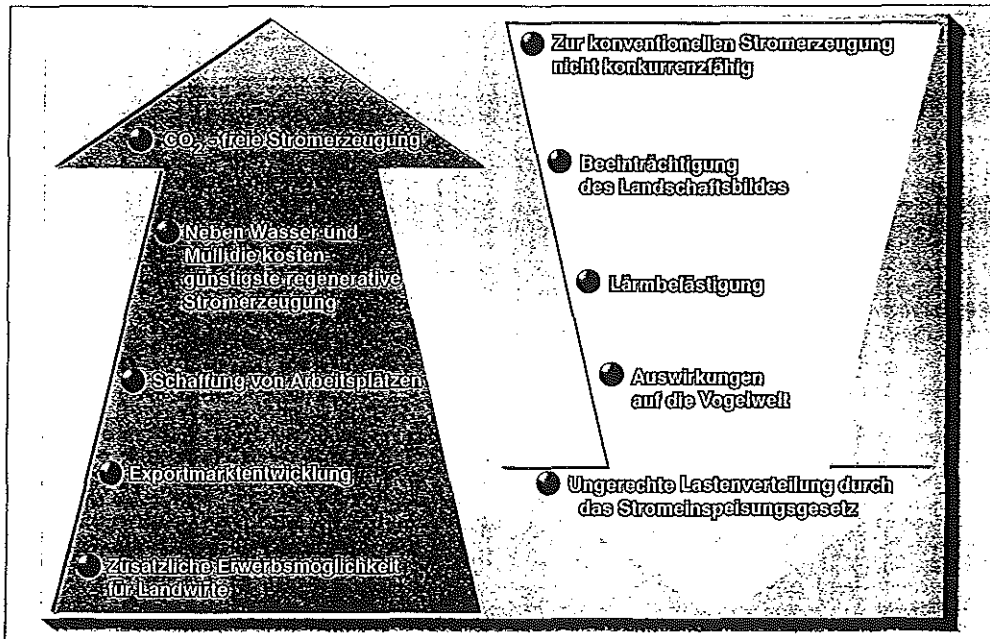


Bild 5 Argumente zur Windenergie

Bei großen Anteilen von Windenergie in einem Versorgungsbereich sind zusätzliche Auswirkungen auf die Stromerzeugung und Verteilung zu erwarten (Regelungs- und Reserveaufwand). Untersuchungen hierfür sind noch nicht abgeschlossen. Es ist jedoch zu erwarten, daß höhere Anteile von Windenergie den Regelungsaufwand erhöhen und der Wirkungsgrad der konventionellen Kraftwerke mindern.

Die Befürworter der Windenergie verweisen auf die CO₂-freie Stromerzeugung, die mit dem Windkraftstrom in Deutschland geschaffenen Arbeitsplätze (ca. 5 000) und den zunehmenden Exportmarkt. Weitere Argumente zur Windenergie sind in Bild 5 zusammengestellt.

5. Aktivitäten im Versorgungsbereich der PreussenElektra

Aufgrund des Windangebotes liegt der Schwerpunkt der Windaktivitäten in Deutschland im Bereich der PreussenElektra. Daneben finden sich einige Projekte anderer EVU im Binnenland in exponierten Lagen.

Wegen der fehlenden Wirtschaftlichkeit für PreussenElektra und für die regionalen EVU unter den gegebenen Rahmenbedingungen ist das bisherige Engagement im Bereich der Windenergie hauptsächlich unter folgenden Gesichtspunkten zu betrachten:

- Förderung der Entwicklung
- Sammeln von eigenen Erfahrungen
- Beratung der Kunden/Partner
- Abschätzung der Auswirkungen auf das eigene System.

PreussenElektra engagiert sich für die Weiterentwicklung von Anlagen der MW-Klasse, kleinere Anlagen werden bereits seit den Anfängen zu Beginn der 80-er Jahre von den regionalen EVU eingesetzt.

Die Anlage wurde vom BMFT und dem Land Schleswig-Holstein gefördert. Die Gesamtprojektkosten betrugen 14 Mio DM.

Der Betrieb erfolgte seit Dezember 1992 und ist geprägt von vielen Stillständen aufgrund von

<u>Rotor</u>		<u>Turm</u>	
Anzahl der Blätter	3	Nabenhöhe	50,00 m
Nennndrehzahl	23 min		
<u>Rotorblätter</u>		<u>Massen</u>	
Rotordurchmesser	60 m	Gesamtmasse	706,30 t
Rotorfläche	2827 m ²	(ohne Fundament)	
<u>Generator</u>		<u>Leistungscharakteristik</u>	
Nennleistung	1.310 kW	Spezifische Leistung	425 W/m ²
Nennspannung	660 V	Nennwindgeschwindigkeit	12,30 m/s
Nennndrehzahl	1.327 min.	Einschaltwindgeschwindigkeit	6,00 m/s
Nennfrequenz	50 Hz	Abschaltwindgeschwindigkeit	24,00 m/s
Generator	synchron mit statischem Frequenz- umrichter		
<u>Leistungsregelung</u>		<u>Auslegung</u>	
Rotor	Ganzblatt	Überlebenswind- geschwindigkeit	64,00 m/s

Bild 6 Technische Daten der WKA 60 II (Hersteller MAN)

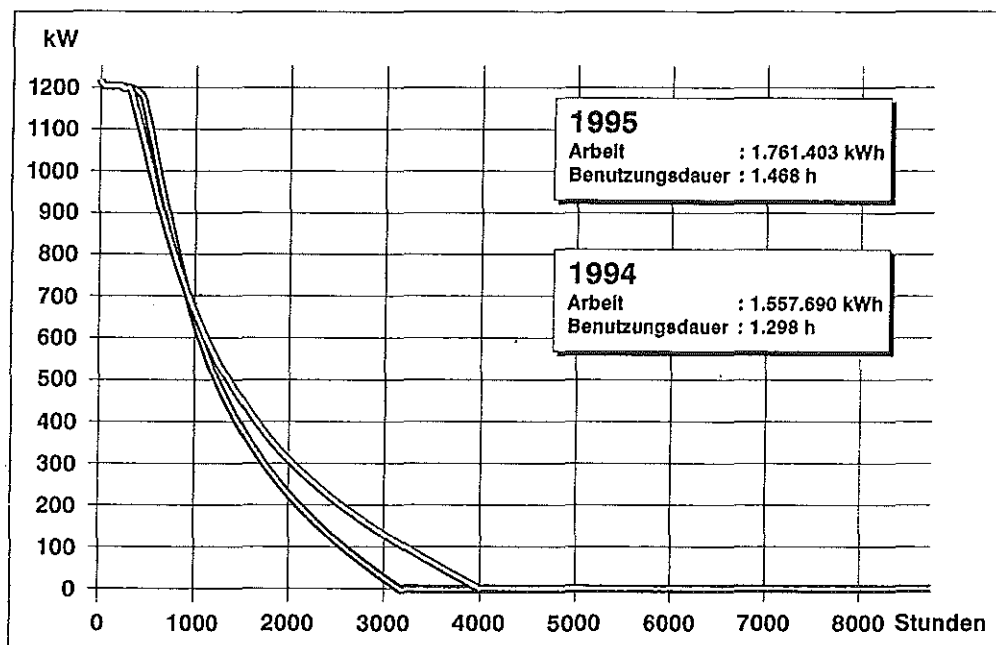


Bild 7 Jahresdauerlinie Netzeinspeisung WKA 60/II

Mängeln. Schwerpunkt bildeten zahlreiche Leckagen und unzulässige Erwärmungen im Hydrauliksystem sowie Defekte an der Kupplung zwischen Getriebe und Generator.

Die Verfügbarkeit im 1. Betriebsjahr betrug 70 %, im 2. Betriebsjahr nur 45 %. Zuletzt wurden 1995 wieder 64 % erreicht.

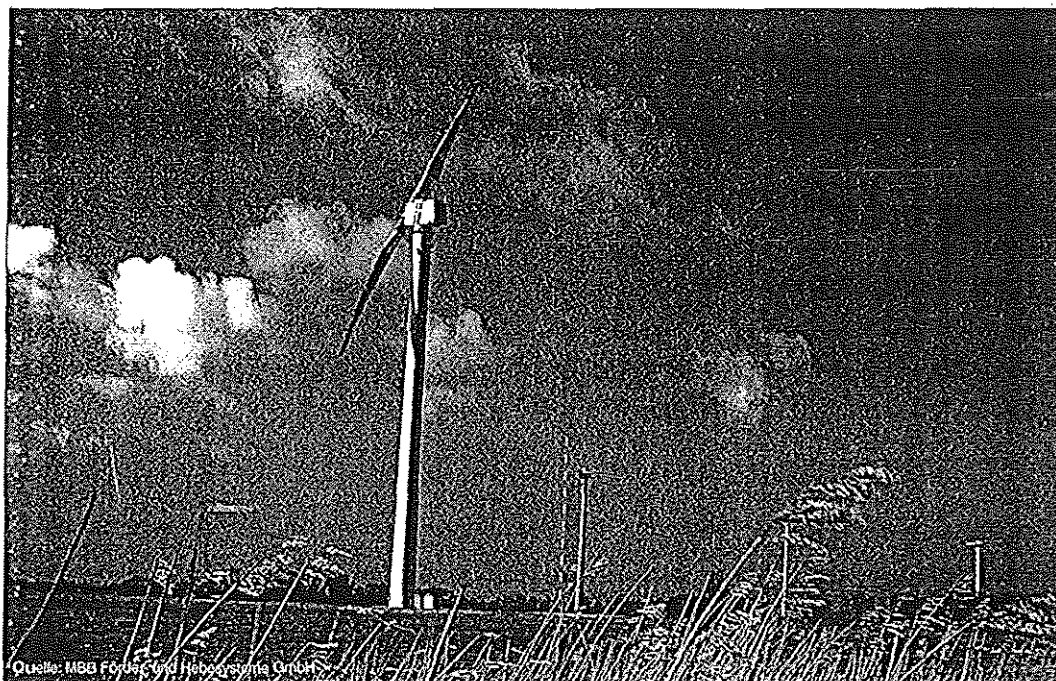


Bild 8 Acolus II, 3 MW, Standort Wilhelmshaven

Die Stromerzeugung für die Jahre 1993 bis 1995 in Form einer Jahresdauerlinie ist in Bild 7 dargestellt. Trotz der geringen technischen Verfügbarkeit der Anlage werden jährlich an rd. 400 h die volle Leistung erbracht. Dies ist zurückzuführen auf die niedrige Auslegung der Anlage mit rd. 400 W pro Quadratmeter Rotorfläche.

Aeolus II mit 3 MW im Jade Windenergiepark, Wilhelmshaven

Der Aeolus II ist eine deutsch-schwedische Gemeinschaftsentwicklung der Firmen MBB mit Kvaerner AB (s. Bild 8). Er ist eine Weiterentwicklung einer 2-MW-Anlage, die auf Gotland einige Jahre betrieben wurde.

Die Gesamtprojektkosten von rd. 26 Mio DM wurden von der EU, dem BMFT und dem Land Niedersachsen bezuschußt.

Die technischen Daten sind in Bild 9 zusammengestellt.

Die Anlage ist seit Januar 1994 in Betrieb, sie erreichte in den beiden Betriebsjahren 1994 und 1995 jeweils eine Verfügbarkeit von 93 %.

Die Jahresstromerzeugung in Form von Jahresdauerlinien und als Monatswerte zeigen die Bilder 10 und 11.

Im Gegensatz zur WKA 60/II werden kaum Stunden mit voller Leistung erreicht. Für diesen Standort ist die Anlage mit 600 W/m² Rotorfläche sehr hoch ausgelegt.

<u>Rotor</u>		<u>Turm</u>	
Anzahl der Blätter	2	Nabenhöhe	92,00 m
Nennndrehzahl	21 min		
<u>Rotorblätter</u>		<u>Massen</u>	
Rotordurchmesser	80 m	Gesamtmasse	1581,00 t
Rotorfläche	5026 m ²	(ohne Fundament)	
<u>Generator</u>		<u>Leistungscharakteristik</u>	
Nennleistung	3.000 kW	Spezifische Leistung	597 W/m ²
Nennspannung	660 V	Nennwindgeschwindigkeit	14,15 m/s
Nennndrehzahl	1.500 min.	Einschaltwindgeschwindigkeit	6,00 m/s
Nennfrequenz	50 Hz	Abschaltwindgeschwindigkeit	25,00 m/s
Generator	synchron mit statischem Frequenz- umrichter		
<u>Leistungsregelung</u>		<u>Auslegung</u>	
Rotor	Ganzblatt	Überlebenswind- geschwindigkeit	75,00 m/s

Bild 9 Technische Daten Aeolus II (Hersteller MBB)

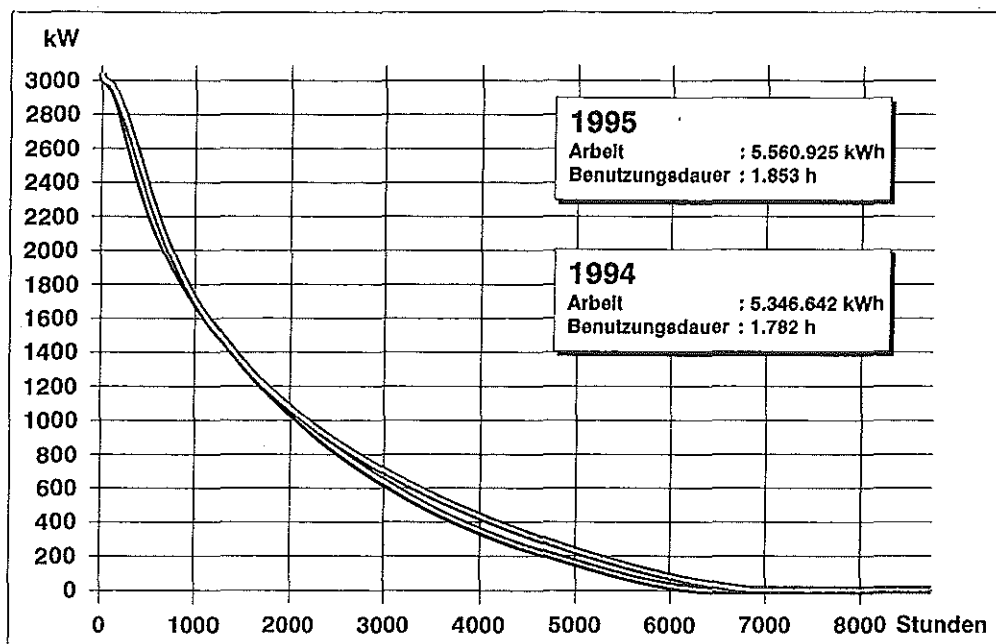


Bild 10 Jahresdauerlinien Aeolus II

Windkraftanlagenprojekte in Lettland

In Kooperation mit dem örtlichen EVU Latvenergo, LaE, wurden in Ainazi (Nähe Ostseeküste an der lettisch-estnischen Grenze) 2 Windkraftanlagen mit jeweils 600 kW der Fa. Tacke installiert.

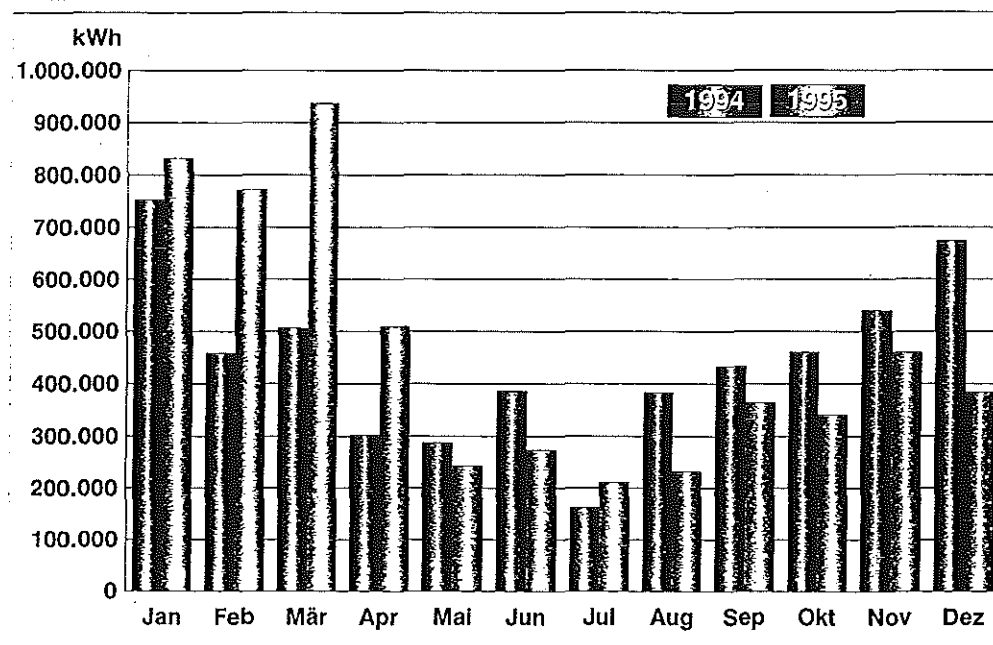


Bild 11 Monatliche Netzeinspeisung Aeolus II

Die vorläufige Gesamtinvestition beträgt 3,15 Mio DM. Im Rahmen des ELDORADO-Programmes des BMBF wurde das Projekt mit 70 % der Anlagenkosten gefördert.

PreussenElektra unterstützte das Projekt finanziell, beratend (technisch, wirtschaftlich, organisatorisch) und bildete 2 Mitarbeiter Latvenergos bei der SCHLESWAG (1 Woche) aus. Angaben zu technischen Kenndaten der TW 600 sind Bild 12 zu entnehmen.

Die Anlagen sind seit November 1995 in Betrieb.

Das Projekt hat Modellcharakter für PreussenElektra und LaE hinsichtlich weiterer Projekte im Erzeugungsbereich.

<u>Rotor</u>		<u>Turm</u>	
Anzahl der Blätter	3	Nabenhöhe	50,00 m
Nenndrehzahl	18/27 1/min		
<u>Rotorblätter</u>		<u>Massen</u>	
Rotordurchmesser	43 m	Gesamtmasse	98,00 t
Rotorfläche	1452 m ²	(ohne Fundament)	
<u>Generator</u>		<u>Leistungscharakteristik</u>	
Nennleistung	600 kW	Spezifische Leistung	413 W/m ²
Nennspannung	690 V / 20 kV	Nennwindgeschwindigkeit	14,50 m/s
Nenndrehzahl	1.000/1.500 1/min.	Einschaltwindgeschwindigkeit	4,00 m/s
Nennfrequenz	50 Hz	Abschaltwindgeschwindigkeit	25,00 m/s
Generator	asynchron / zweistufig 200 / 600 kW		
<u>Leistungsregelung</u>		<u>Auslegung</u>	
Rotor	Ganzblatt	Überlebenswind- geschwindigkeit	65,00 m/s

Bild 12 Technische Daten der Windkraftanlage TW 600

6. Literatur

- /1/ E. Hau: Windkraftanlagen
Grundlagen-Technik-Einsatz Wirtschaftlichkeit
Springer Verlag
ISBN 3-540-50065-0
- /2/ DEWI: diverse DEWI-Magazine

Fusionsforschung

J. Eidens und G.H. Wolf

Projekt Kernfusion und Institut für Plasmaphysik

Assoziation EURATOM / KFA Jülich
Partner im Trilateralen Euregio Cluster

Forschungszentrum Jülich
D-52425 Jülich

1 Grundlagen der Kernfusion

1.1 Einleitung

Erst in den zwanziger Jahren dieses Jahrhunderts hat man verstanden, aus welcher Quelle die Sonne ihre Energie schöpft, mit der sie seit Milliarden Jahren in den Weltraum strahlt: Ihre Energiequelle ist eine Kernreaktion, nämlich die Verschmelzung (Fusion) sehr leichter Atomkerne zu schwereren. Der notwendige Zusammenhalt dieser sehr leichten und heißen Teilchen wird auf der Sonne mit Hilfe ihrer — im Vergleich zur Erde — ungeheuer großen Gravitationskraft bewirkt. Arbeiten zur kontrollierten Kernfusion gelten dem Ziel, die Vorgänge in der Sonne auf entsprechend abgewandelte Weise hier bei uns nachzuvollziehen, um eine technisch nutzbare Energiequelle zu erschließen. Übrigens: Da die von der Sonne kommende Strahlung die Energie für die Photosynthese der Pflanzen liefert, ist die Kernfusion letztlich auch Grundlage für die Entstehung der organischen und der fossilen Brennstoffe (wie z.B. Holz und Erdöl).

Ähnlich wie der Energieumsatz chemischer Reaktionen durch die Bindungsenergie der Elektronen der Atomhülle bestimmt ist, hängt er bei Kernreaktionen von der Bindungsenergie der Atomkernbausteine (Nukleonen) ab, wobei freilich wegen der viel größeren Bindungsenergie die pro Kernreaktion umgesetzte Energie rund 1 Million mal höher ist. Die Bindungsenergie pro Kernbaustein nimmt zunächst mit steigender Kernmasse A zu — bis etwa $A = 56$ (Eisen) — und dann wieder ab. Daher läßt sich sowohl Energie gewinnen, wenn man sehr leichte Kerne miteinander verschmilzt als auch wenn man sehr schwere Kerne spaltet (Abb. 1). Diese Energie wird wesentlich als kinetische Energie der Reaktionsprodukte freigesetzt. Wegen der Impulserhaltung müssen mindestens zwei Reaktionsprodukte entstehen.

Von den zahlreichen Kernverschmelzungsreaktionen sind in den oberen drei Zeilen der Tabelle 1 die für eine mögliche technische Nutzung der Fusionsenergie wichtigsten Prozesse zusammengestellt, nämlich die Verschmelzungsprozesse der schweren Isotope des Wasser-

stoffs, Deuterium (D) und Tritium (T). (Beim Deuterium, dem "schweren Wasserstoff", enthält der Kern neben dem Proton noch ein Neutron, beim Tritium, dem "überschweren Wasserstoff" noch zwei Neutronen). Dabei ist die Verschmelzung von Deuterium mit Tritium wegen der größeren Reaktionswahrscheinlichkeit am leichtesten zu realisieren; beim Deuterium-Deuterium-Prozeß bestehen bezüglich der zu erreichenden Parameter um bis zu zwei Größenordnungen höhere Anforderungen, deren technische Erfüllbarkeit zur Zeit nicht erkennbar ist.

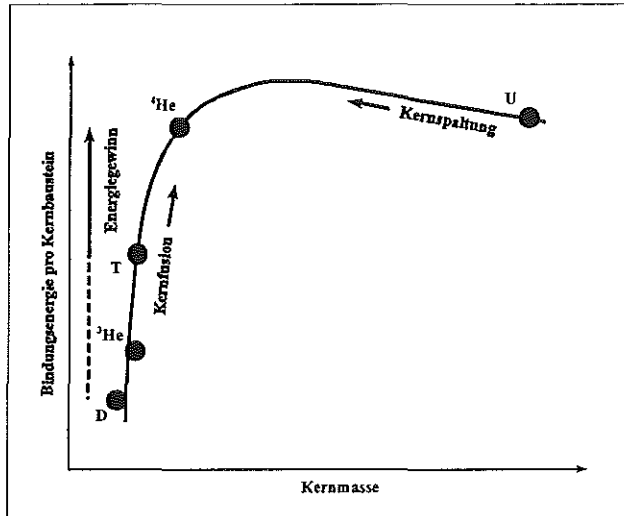


Abb. 1: Energiefreisetzung durch Kernreaktionen; Bindungsenergie pro Kernbaustein in Abhängigkeit von der Kernmasse.

Das radioaktive Wasserstoffisotop Tritium kommt wegen seiner kurzen Halbwertszeit von nur 12,3 Jahren in der Natur nicht in technisch verwertbaren Mengen vor, es kann jedoch mittels der in den Zeilen 3a) und 3b) der Tabelle 1 angegebenen Reaktionsprozesse aus Lithium erbrütet werden. Die dazu benötigten Neutronen liefert die D-T-Reaktion selbst, so daß in einem zukünftigen Fusionsreaktor der Brennstoff Tritium in einem geschlossenen Brennstoffkreislauf benutzt werden wird. Tabelle 1 zeigt in der letzten Zeile zum Vergleich die erheblich geringere Reaktionsenergie bei einer chemischen Verbrennung (Feuer).

1a)	D	+ D	→	³ He	+ n	+	3,25	MeV
1b)	D	+ D	→	T	+ p	+	4,0	MeV
2)	T	+ D	→	⁴ He	+ n	+	17,6	MeV
3a)	⁶ Li	+ n	→	⁴ He	+ T	+	4,8	MeV
3b)	⁷ Li	+ n	→	⁴ He	+ T + n	-	2,5	MeV
4)	C	+ O ₂	→	CO ₂		+	4,2	eV

Tab. 1: Wichtige Reaktionen für die Fusion.

Das Deuterium ist als Bestandteil des schweren Wassers (D₂O) mit 0,015 % Gewichtsanteilen in natürlichem Wasser enthalten und bildet daher, wenn wir die — im Vergleich zu einer chemischen Reaktion millionenfach höhere — Energiefreisetzung bei Fusionsreaktionen be-

rücksichtigen, einen der größten Energievorräte, der der Menschheit zur Verfügung steht. Der erforderliche Brutstoff Lithium ist ebenfalls in großen Mengen vorhanden. Genaue Angaben über die tatsächlichen Lithium-Reserven sind derzeit nicht möglich, da dieses leichte Metall bislang nur geringfügig Verwendung findet und deshalb so gut wie gar nicht prospektiert worden ist; es gibt jedoch aus mehreren unabhängigen Quellen Schätzwerte für die Lithium-Vorräte zu Land, die bei rund 100 Millionen Tonnen liegen, und das Wasser der Weltmeere enthält zusätzlich etwa die tausendfache Menge. Der stündliche Verbrauch an Primärrohstoffen der Kernfusion, Deuterium und Lithium, berechnet sich für ein Kraftwerk mit 2000 MW elektrischer Leistung zu ca. 25 g Deuterium und ca. 700 g Lithium, wobei die genaue Lithium-Menge noch von der gewählten Isotopenzusammensetzung und vom gewählten Brutkonzept abhängt.

Die Kernfusion gehört zu den wenigen Optionen für eine allen Kontinenten und Ländern gleichermaßen zugute kommende langfristige und ausreichende Energieversorgung. Diese Tatsache begründet die großen Anstrengungen, die weltweit von allen Industrienationen — von einigen nunmehr seit etwa 40 Jahren — gemacht werden, um schrittweise die physikalischen Voraussetzungen zu erforschen und zu erfüllen, sowie die dazugehörigen technischen Lösungen zu finden, die in ihrem Zusammenwirken eine praktische Nutzung dieser Energiequelle ermöglichen. Derzeit beläuft sich der finanzielle Aufwand für Fusionsforschung weltweit auf schätzungsweise 2-3 Mrd. DM jährlich, davon ca. 0,8 Mrd. DM in der Europäischen Union. Daß trotz dieses Aufwandes an Zeit und Mitteln und trotz den schon gemachten Fortschritten das Ziel erst im nächsten Jahrhundert erreichbar scheint, liegt an der Vielzahl schwieriger und neuartiger Aufgaben, die zur Verwirklichung der kontrollierten thermonuklearen Fusion noch gelöst werden müssen.

1.2 Bedingungen für die Freisetzung der Fusionsenergie

Ein wesentliches Problem auf dem Weg zur Kernfusion besteht in der Tatsache, daß die zu Fusionsreaktionen führenden sehr starken Bindungskräfte zwischen den Atomkernen nur über äußerst kurze Entfernungen wirksam werden, während bei größeren Abständen der Kerne die abstoßende Wirkung der elektrischen Ladungen überwiegt. Um diese elektrische Abstoßung zu überwinden, müssen die zu fusionierenden Kerne mit großer Geschwindigkeit aufeinandertreffen. Solche Geschwindigkeiten kann man zwar leicht in Teilchenbeschleunigern erzeugen, aber deren Strahlen sind aus verschiedenen Gründen nicht geeignet, daraus eine energieliefernde Apparatur zu bauen. Statt dessen bemüht man sich, das Reaktionsgemisch auf so extreme Temperaturen aufzuheizen, daß die erforderlichen Geschwindigkeiten der Teilchen sich aus der Temperaturverteilung ergeben; dazu werden etwa 100 Mio. K benötigt. Bei diesen Temperaturen zerfallen die Atome in ihre Bestandteile, den Kern und die Elektronen. Diesen Zustand der Materie nennt man ein Plasma. Die Kerne fliegen dabei regellos durcheinander, wobei es immer wieder zu Stößen kommt, die zur Fusion führen können, siehe Abb. 2. Die Elektronen werden zwar zur Fusion selbst nicht benötigt, aber sie sorgen dafür, daß das Brennstoff-Plasma nach außen elektrisch neutral ist.

Folgende Bedingungen müssen in einem heißen Fusionsplasma erfüllt werden, damit daraus ein selbsterhaltendes energielieferndes System entstehen kann:

1. Stationärer oder quasi-stationärer Einschluß des Plasmas,
2. Aufheizung bis zur Zündung (100 Mio. K),
3. Wärmedämmung gegen zu rasche Abkühlung.

Diese Bedingungen sind die gleichen wie bei einem chemischen Feuer, nur die Größen der Parameter unterscheiden sich beträchtlich.

Bei den Sternen erfolgt die Aufheizung bis zur Zündung durch Kompression der anfänglichen Gaswolken infolge der eigenen Schwerkraft. Im gezündeten Zustand halten sich dann der Gasdruck des Plasmas und die Anziehungskraft, die für den Einschluß der Teilchen sorgt, die Waage.

Die Schwierigkeit, kontrollierte Kernfusion bei irdischen Bedingungen zu erreichen, besteht nun darin, daß der Zusammenhalt des heißen Plasmas, d. h. der Einschluß, nicht durch Schwerkraft erfolgen kann. (Sie ist nicht auf das Zentrum eines Reaktionsgefäßes gerichtet und außerdem viel zu klein). Deswegen benötigt man andere physikalische Einschlußprinzipien. Dafür gibt es zwei mögliche Alternativen: die Massenträgheit und die im Magnetfeld auf elektrisch geladene Teilchen wirkende Kraft.

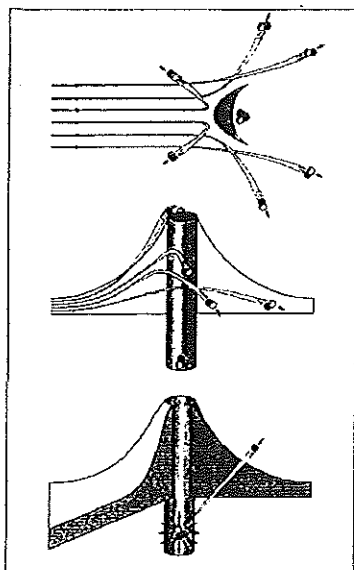


Abb. 2: Prinzip der Kernfusion. Damit ein Stoß zweier leichter Atomkerne zur Fusion führt, muß das Projektil genügend kinetische Energie haben, um den Potentialberg zu überwinden, und es muß in das Loch auf dem Gipfel treffen. Ein Energiegewinn kommt dadurch zustande, daß der Boden des Schachtes tiefer liegt als das Grundniveau außen.

Beim "Trägheitseinschluß" soll der zunächst in Form Stecknadelkopf-großer Kügelchen vorliegende Brennstoff durch eine Implosionswelle für einen winzigen Moment zusammengepreßt und im Inneren gezündet werden. Damit dann während der „thermonuklearen“ Mikro-Explosion genügend Energie freigesetzt wird, d. h. eine insgesamt positive Energiebilanz erzielt werden kann, muß das "Fusionsprodukt" (Temperatur T mal Dichte n mal Energieeinschließungszeit τ_E ; oder anschaulicher: Druck p mal Energie-einschließungszeit τ_E) einen bestimmten Wert erreichen. τ_E ist in etwa die Zeit, in der bei abgeschalteter Reaktionsleistung der Energiegehalt im Reaktionsvolumen um den Faktor $e = 2,72$ abnimmt;

genaue Definition: Energieinhalt/Leistung. Man versucht hier also die Idee einer Mikrobombe zu realisieren; die Verwandtschaft zur militärischen Anwendung liegt auf der Hand. Trägheitsfusion wird im Europäischen Programm experimentell nicht bearbeitet, sie wird deshalb hier auch nicht weiter behandelt.

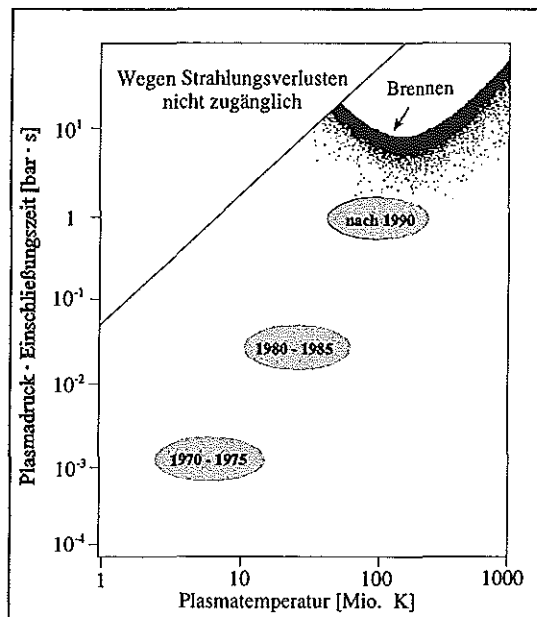


Abb. 3: Experimentelle Fortschritte in der Annäherung an ein brennendes Deuterium-Tritium-Fusionsplasma. Die heutigen Rekordwerte von JET (Joint European Torus) liegen nur noch weniger als einen Faktor 10 unterhalb der Kurve "Brennen".

Einen anderen, dem stationären Brennen auch „molekularer Flammen“ viel näherkommenden Ansatz verfolgt das Prinzip des magnetischen Einschlusses: Magnetische Käfige schließen den (aus elektrisch geladenen Teilchen bestehenden) Brennstoff ein. Dies erfordert nur sehr geringe Dichten, die fast um den Faktor 10^6 unter den Normalbedingungen liegen, jedoch Temperaturen von 100 bis 200 Mio. K; beides zusammen entspricht Drücken von nur wenigen bar. Der Brennstoff befindet sich dabei im sogenannten vierten Aggregatzustand der Materie, dem Plasma. Um Zündung zu erreichen, sind Energieeinschlußzeiten von einigen Sekunden erforderlich. Unter der Zündung (oder genauer: dem Brennen) eines thermonuklearen Fusionsplasmas versteht man dann jenen möglichst stationären Betriebszustand, bei dem aus der Energie der geladenen Reaktionsprodukte (aus der Fusionsreaktion) dem Plasma unmittelbar genau so viel Leistung zugeführt wird, wie dieses nach außen abgibt. Eine hierzu ausreichend hohe Reaktionsrate erfordert aber eine — die Geschwindigkeitsverteilung der Stoßpartner bestimmende — Mindesttemperatur, die im Falle der Deuterium-Tritium-Fusion, selbst wenn Leistungsverluste durch elektromagnetische Strahlung („Strahlungsverluste“) auf das unvermeidliche Maß reduziert würden, deutlich über 50 Mio. K liegen muß (entsprechend einer kinetischen Energie der Kerne von deutlich über 5 keV). Da aber selbst bei dieser Temperatur die Zahl der nicht zu einer Verschmelzung führenden elektrostatischen Coulomb-Stöße immer noch bei weitem überwiegt, muß man den Kernen

ausreichend häufig die Möglichkeit geben, auf einen Partner zu treffen, d.h. sie müssen hinreichend dicht und lange genug eingeschlossen sein: Für die Fusion von Deuterium mit Tritium muß das Produkt aus Plasmadruck p und Energieeinschlußzeit τ_E einen Wert erreichen, der bei etwa 100 bis 200 Mio. K mit rund 10 bar \cdot s ein flaches Minimum durchläuft. Die entsprechende Kurve "Brennen" für die D-T-Fusion ist in Abb. 3 eingetragen.

1.3 Plasmaeinschluß im Tokamak

Das Prinzip des magnetischen Einschlusses wird am Beispiel der erfolgreichsten Magnetfeldkonfiguration, des Tokamaks, erläutert. Die vom Magnetfeld herrührende Kraft wirkt auf ein sich im Magnetfeld bewegendes elektrisch geladenes Teilchen senkrecht zur Richtung seiner Geschwindigkeit und senkrecht zur Richtung der Magnetfeldlinien. Die Teilchenbahn wird dadurch zu einer Schraubenlinie, deren Achse — jedoch nur näherungsweise — dem Magnetfeld folgt, weil darüber hinaus noch andere Kräfte eine Rolle spielen, wie z. B. die Fliehkraft oder die von elektrischen Feldern stammende Kraft. Daraus entstand der Gedanke, Magnetfeldanordnungen zur Einschließung des Plasmas zu nutzen, deren innere Feldlinien die Gefäßwände nicht schneiden bzw. durchdringen. Die einfachste Konfiguration eines solchen Feldes erreicht man, wenn man eine Anordnung von Magnetspulen zu einem Torus biegt (Abb. 4).

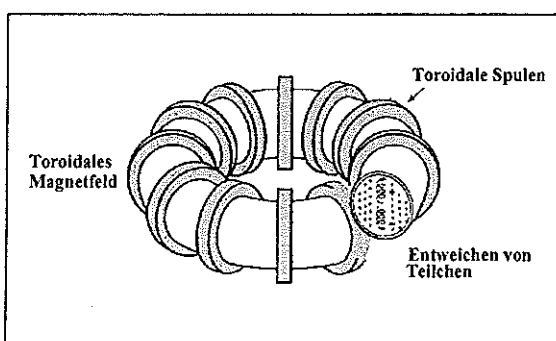


Abb. 4: Einfachste Form eines toroidalen Magnetfeldes. Teilchen werden nicht stabil eingeschlossen, da die magnetische Feldstärke ortsabhängig ist. Dies führt zu Driftbewegungen der Teilchen.

Der gewünschte Einschluß stellt sich aber in dieser Anordnung noch nicht ein, da die stromführenden Leiter der Spulen außen weiter voneinander entfernt sind als innen und somit auch das Magnetfeld nach außen abnimmt. Deswegen und wegen der beim Umlauf um den Torus wirkenden Zentrifugalkraft überlagert sich der schraubenförmigen Bewegung der Teilchen eine Driftbewegung. Diese lenkt rechtsschraubende negative Teilchen (Elektronen) und linksschraubende positive Teilchen (Ionen) in verschiedene Richtungen ab. (Abb. 4). Die dadurch erzeugte Ladungstrennung führt zu einer Beschleunigung des Plasmaschlauchs nach außen, d. h. in das Gebiet des schwächeren Magnetfelds.

Um dies zu vermeiden, verschraubt man die magnetischen Feldlinien entlang ihres Weges im ringförmigen Gefäß durch Überlagerung eines zusätzlichen Magnetfeldes, das von einem

Strom im Plasma selbst — innerhalb des Torus — erzeugt wird. Eine solche verschraubte magnetische Feldlinie umhüllt dann während vieler Umläufe im Torus ihrerseits eine schlauchartige (d. h. torusförmige) Fläche (Abb. 5) und kann dabei nach einer genügenden Anzahl von Umläufen jedem Punkt auf dieser Fläche beliebig nahekommen. Die Ladungsträger und insbesondere die Elektronen können sich längs der Magnetfeldlinien auf diesen sogenannten Flußflächen sehr schnell bewegen und damit eine Ladungstrennung verhindern bzw. zu einem Druckausgleich führen.

Um den erforderlichen Plasmastrom seinerseits im Gleichgewicht zu halten, legt man mittels der Vertikalfeldspulen (Abb. 5) ein vertikales Magnetfeld an. Den Plasmastrom induziert man nach dem Transformator-Prinzip mit Hilfe der Primärspulen. Anders als gewöhnlich in einem Transformator fließt dort in den Primärspulen kein sinusförmiger Strom, sondern ein zeitlich in etwa sägezahnförmig ansteigender Strom. Da dies nicht unbegrenzt lange geschehen kann, muß eine solche Maschine vom Grundprinzip her in repetierenden Pulsen betrieben werden. Allerdings scheint es möglich, in einem nach dem Tokamakprinzip arbeitenden Fusionsreaktor die Dauer der einzelnen „Pulse“ bis auf einige Stunden zu dehnen.

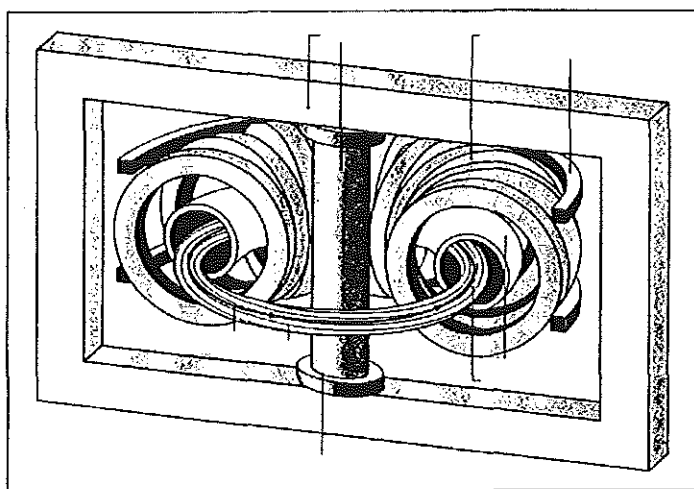


Abb. 5: Prinzipskizze einer Tokamakanordnung. Das einschließende Magnetfeld wird durch die Hauptfeldspulen, den im Plasma nach dem Transformatorprinzip induzierten Strom und die Vertikalfeldspulen erzeugt.

Eine Voraussetzung für die Zündung der thermonuklearen Reaktion ist die Aufheizung des Reaktionsgemisches auf etwa 100 Mio. K; die dazu benötigte Energie muß zunächst von außen zugeführt werden. Einen Beitrag dazu kann der Plasmastrom im Torus leisten. Dieser Strom ist allerdings begrenzt; denn proportional zum Strom wächst das von ihm erzeugte Magnetfeld, das die Verschraubung der Feldlinien erzeugt, und diese Verschraubung darf aus Stabilitätsgründen nicht zu stark werden. (Eine Feldlinie darf den Plasmaschlauch nicht öfter umkreisen als die Torusachse.) Mit dem Strom ist auch die Heizleistung begrenzt. Da außerdem der Plasma-Widerstand mit steigender Temperatur abnimmt, läßt sich mit den technisch erreichbaren Magnetfeldern so keine Zündung erreichen. Man wendet daher zusätzliche Heizverfahren an, die von außen her auf das Plasma einwirken.

Die bisher erfolgreichste Methode ist der Einschluß von Strahlen hochenergetischer neutraler Wasserstoffatome, die wegen ihrer Neutralität das Magnetfeld ungehindert passieren können (Abbildung 6). Im Plasma werden diese Teilchen ionisiert, sind somit als elektrisch geladene Teilchen magnetisch eingefangen und geben ihre (Überschuß-) Energie an das Plasma durch Stöße mit den Plasmateilchen sukzessive ab. Die andere mit Erfolg praktizierte Heizmethode ist die Einkopplung von Radiowellen hoher Leistung mittels geeigneter Antennen. Dabei werden einzelne Plasmateilchen — ähnlich wie in Teilchenbeschleunigern — auf höhere Energien beschleunigt, um dann ihrerseits über Stöße mit den Plasmateilchen letztere „aufzuheizen“.

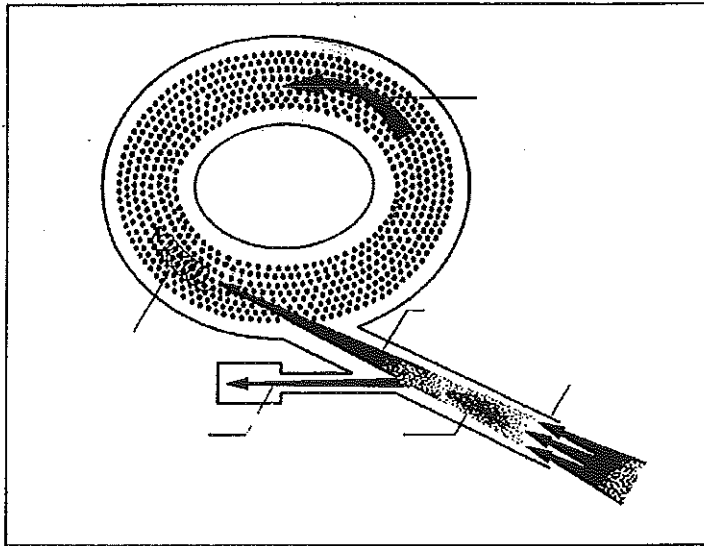


Abb. 6: Heizung eines Tokamak-Plasmas durch Einschluß hochenergetischer Wasserstoffatome.

Zur Messung sehr hoher Plasma-Temperaturen gibt es verschiedene Methoden, z.B. Linienverbreiterung von gestreutem Laser-Licht, Energieverteilung der emittierten Röntgenstrahlung, Energieanalyse an durch Rekombination entstandenen neutralen Atomen, die das Magnetfeld verlassen oder Ausbeute der durch Fusion entstandenen Neutronen.

Mit dem Tokamak-Prinzip (siehe Abb. 7 und Abb. 8) hat man die besten Erfolge auf dem Wege zu den für die Fusion erforderlichen Plasma-Temperaturen und zu ausreichend hohen Werten für das Produkt aus Druck p und Energieeinschlußzeit τ_E erzielt. Abb. 3 zeigt die Fortschritte, die mit Tokamak-Apparaturen seit etwa 1970/1975 erreicht wurden: Sie betragen etwa den Faktor 1000 im Gütemaß $p \cdot \tau_E$. Die Großmaschinen der JET-Generation (JET in Europa, TFTR in USA, JT-60-Upgrade in Japan), die im letzten Jahrzehnt in Betrieb genommen wurden und schrittweise auf ihre vollen Auslegungswerte ausgefahren sowie mit Zusatzaggregaten (insbesondere zur Heizung) ausgestattet worden sind, nähern sich der Brennkurve, d.h. jenem Bereich, wo die physikalische Machbarkeit der thermonuklearen Fusion demonstriert wäre, bis auf weniger als eine Zehnerpotenz hinsichtlich des Produkts $p \cdot \tau_E$. Abb. 3 macht auch deutlich, daß die zur Zündung erforderlichen Plasmatemperaturen seit einigen Jahren in diesen Anlagen bereits erreicht sind.

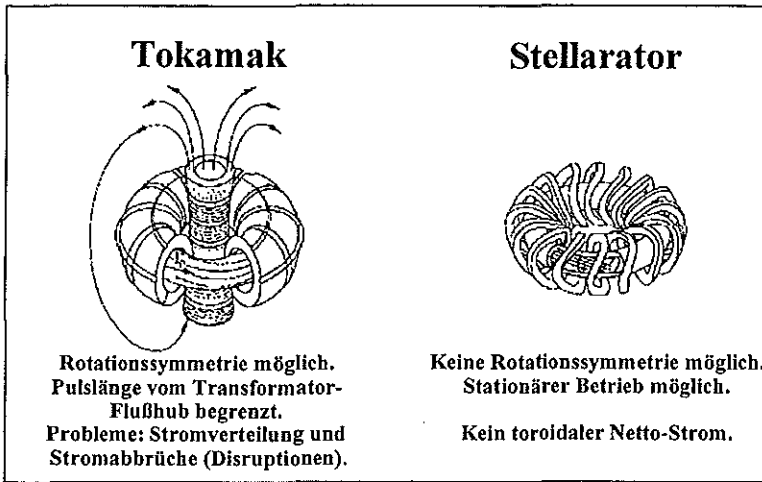


Abb. 7: Magnetfeldkonfigurationen des Tokamaks und des Stellarators.

Neben dem Tokamak-Prinzip wird in Deutschland derzeit nur noch eine weitere Variante des magnetischen Einschlusses verfolgt: der Stellarator (siehe Abb. 7 und 9) im IPP Garching und demnächst am neuen Fusionsstandort Greifswald. Dieses Einschußkonzept zeichnet sich dadurch aus, daß seine Magnetfeldkonfiguration ohne einen im Plasma selbst benötigten Ringstrom allein durch das Magnetfeld der außenliegenden Spulen erzeugt wird und somit ohne weitere Hilfsmittel einen stationären Betrieb ermöglicht, während der Tokamak ohne aufwendige Zusatzaggregate vom Prinzip her zunächst nur auf gepulste Plasmaentladungen angelegt ist. Allerdings muß die Magnetfeldkonfiguration eines Stellarators dafür auf die im Tokamak mögliche Rotationssymmetrie verzichten: Magnetfeld und Spulen sind echt dreidimensional, fast exotische Gebilde, deren Herstellung — und auch deren Verständnis — eine zusätzliche Erschwernis bilden.

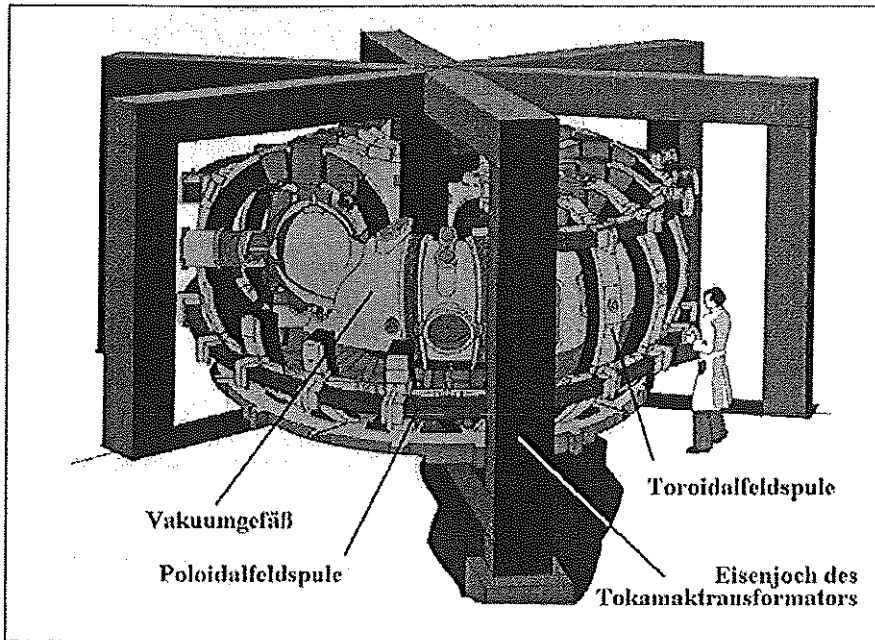


Abb. 8: Skizze des Tokamaks "TEXTOR" in der KFA Jülich.

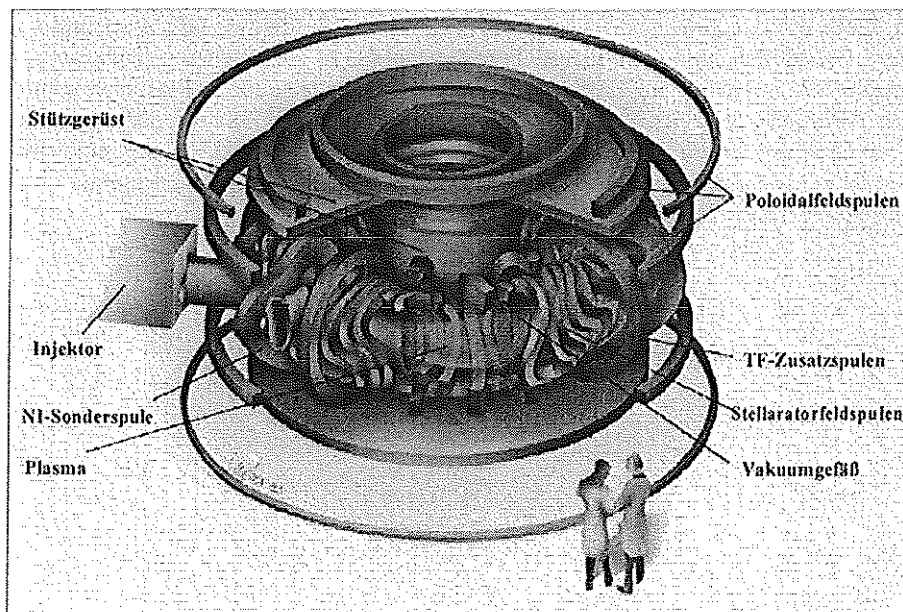


Abb. 9: Skizze des Stellarators "Wendelstein VII-AS" im IPP Garching.

1.4 Status, Probleme, nächste Schritte

Der heutige Status auf dem Weg zum Fusionsreaktor ist dadurch gekennzeichnet, daß die Erreichbarkeit eines ausreichenden Plasmaeinschlusses im Prinzip als gelöst betrachtet werden kann. Übrig bleibt der Nachweis, daß die zum Brennen erforderliche "nukleare" Selbstheizung des Plasmas problemlos funktioniert, die durch die beim Fusionsprozeß entstehenden hochenergetischen α -Teilchen bewirkt wird. Aus theoretischen Vorhersagen kann zur Zeit nicht ausgeschlossen werden, daß die vielen α -Teilchen im Plasma Turbulenzen erzeugen, die sich ihrerseits schädlich auf das Einschließungsvermögen der magnetischen Käfige auswirken.

Den eindrucksvollen Fortschritt beim erreichten Wert des Fusionsproduktes $n \cdot T \cdot \tau_E$, nämlich 7 Größenordnungen in 35 Jahren, zeigt Abb. 10; dies ist eine etwas andere Darstellung des bereits in Abb. 3 enthaltenen Sachverhalts. Den Weltrekord im Plasmaeinschluß hält das europäische Gemeinschaftsprojekt JET (bei Oxford/England). Allerdings wurden diese heutigen Bestwerte nur während einer transienten Phase von rund 1 Sekunde Dauer erzielt: Die besten Betriebsbedingungen führen nämlich zu einem instationären Anwachsen der Teilchendichte, sie enden nach einer Übergangsphase bei einem Einschlußregime verminderten Energieinhalts. Auch führt die lokale Überhitzung einiger Wandelemente oft zu Verunreinigungsflüssen in das Plasma hinein, welche die Energieeinschließung ebenfalls verschlechtern.

Nächste Aufgabe ist es deshalb, gute Einschlußeigenschaften mit den Bedingungen für (quasi)-stationären Betrieb in Einklang zu bringen. Dies ist zur Zeit das Kernproblem der "Plasma-Wand-Wechselwirkung". Es beinhaltet die Aufgabe, die vom Plasma emittierte Energie so auf die Wand (und das Kühlsystem) zu übertragen, daß dabei keine Schäden auftreten und daß der Brennvorgang im Plasma nicht durch aus der Wand herausgeschlagene Verunreinigungen zum Erlöschen gebracht wird. Gleichzeitig muß das entstehende Helium — die Fusions-Asche — ausreichend rasch abgesaugt werden. In Kapitel 2 werden die Probleme der Plasma-Wand-Wechselwirkung am speziellen Beispiel des Jülicher Fusionsprogramms ausführlicher behandelt. Daß diese Aufgabenstellung jetzt allgemein erkannt ist, zeigt z.B. das neue Forschungsprogramm von JET. Auch hatte JET schon Ende 1991 als erste Anlage mit einem Tritium enthaltenden Brennstoffgemisch gearbeitet (ca. 2 MW Fusionsleistung während einer 2 Sekunden-Entladung). Inzwischen ist die amerikanische Anlage TFTR in Princeton nachgefolgt, wo eine fusionsreaktortypische Beimischung von 50 % Tritium eingesetzt wurde; der Spitzenwert liegt dort bei ca. 10 MW Fusionsleistung.

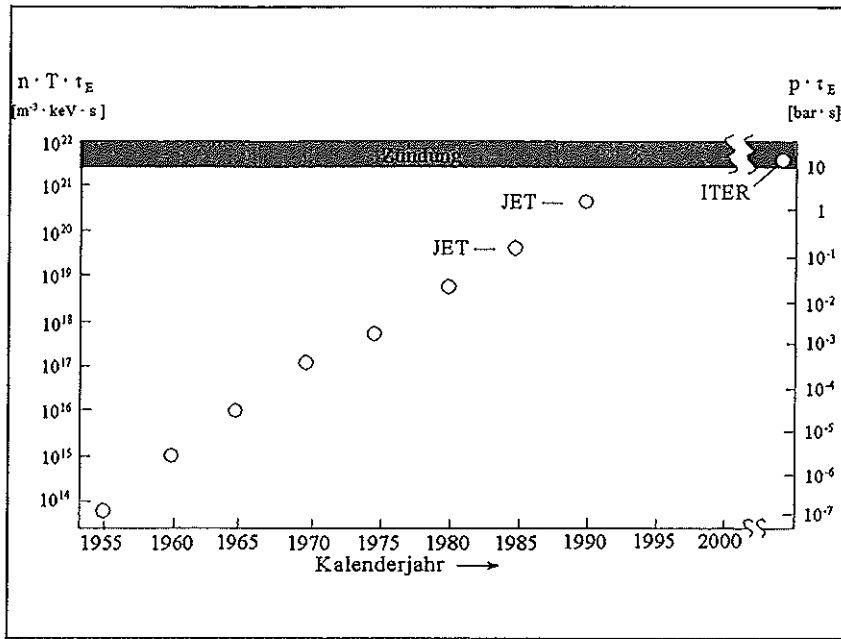


Abb. 10: Historische Entwicklung auf dem Weg zum Erreichen der Zündbedingung. Gütemaß der magnetischen Einschliefung ist das Produkt aus Plasmadichte n , Plasmatemperatur T und Energieeinschlußzeit τ_E (linke Skala) bzw. aus Plasmadruck p und Energieeinschlußzeit τ_E (rechte Skala). Werte bis 1985 nach dem Lehrbuch von Wesson.

Der im Tokamak in toroidaler Richtung fließende Ringstrom I_p bemißt sich bei Großanlagen in etlichen Millionen Ampere und ist eine wichtige Kenngröße beim Tokamakeinschluß. Seine induktive Erzeugung macht, wie bereits betont, den Tokamak vom Grundprinzip her zu einer intermittierenden Maschine mit endlicher Pulsdauer: Bei einem späteren Fusionsreaktor ist der Transformator nach etwa einer Stunde — vielleicht sogar erst nach einigen Stunden — Betriebsdauer erschöpft und muß während einer kurzen Pause neu mit Magnetfluß "beladen" werden. Die damit verbundenen zyklischen (thermischen und mechanischen) Belastungen der Strukturwerkstoffe stellen erhebliche technische Probleme dar, die dem Tokamak — trotz seiner physikalischen Erfolge — den technischen Durchbruch auf dem Weg zum Fusionsreaktor erschweren könnten. Man arbeitet daher auch an Varianten des Tokamak-Prinzips, die einen stationären Betrieb ermöglichen sollen. Selbst dann bleibt wahrscheinlich immer noch die Empfindlichkeit des Plasmastroms gegen Störungen der Betriebsparameter bestehen, die zu heftigen Stromabrissen ("Disruptionen") führen kann. Von der Beherrschung dieser Probleme wird es unter anderem abhängen, ob der noch nicht so weit entwickelte Stellarator als das in dieser Hinsicht besser reaktortaugliche Konzept anzusehen sein wird.

Gegenwärtig werden von einem "interkontinentalen" Planungsteam die Konstruktionsunterlagen für den Fusions-Versuchsreaktor ITER (International Thermonuclear Experimental Reactor) erarbeitet (Abb. 11). Angeführt durch die Erfolge des europäischen Gemeinschaftsunternehmens JET (Joint European Torus) liegen nunmehr Skalierungsgesetze vor, die eine Extrapolation zum brennenden Fusionsplasma und damit zur Festlegung der Abmessung von ITER erlauben. Dem ITER-Projekt als beabsichtigtem Schritt zwischen dem heutigen

"Weltrekordhalter" JET und einem zukünftigen Demonstrationsreaktor DEMO fallen wesentliche Aufgaben zu. Als erste Maschine wird ITER — von seinen Linearabmessungen und seiner Plasmaströmkapazität her — in der Lage sein, die thermonukleare Zündung zu erreichen und ein brennendes Fusionsplasma einzuschließen. Entgegen einer gelegentlich anzutreffenden Meinung war JET dazu niemals ausgelegt. Dies erläutert auch Abb. 10: Die naheliegende Extrapolation, daß bei gleichbleibendem Fortschritt die Zündung etwa im Jahre 1995 hätte erreicht sein müssen, scheitert am Nicht-Vorhandensein einer ausreichend großen Fusionsanlage. Die weitere Zeitvorstellung geht von einer (bei JET verifizierten) Nutzungsdauer eines Großprojekts von gut 20 Jahren (gerechnet ab Baubeginn) aus. Dabei ist eine Risiko-minimierende, nicht überlappende Vorgehensweise angenommen: Der Bau eines Reaktors der jeweils nächsten Entwicklungsgeneration wird erst dann begonnen, wenn auf die maßgeblichen Ergebnisse des gerade laufenden Projekts aufgebaut werden kann. Unter diesen Prämissen kommt man zu der Aussage, daß Fusionsenergie in brauchbarer Form erst ab Mitte des kommenden Jahrhunderts zur Verfügung stehen könnte.

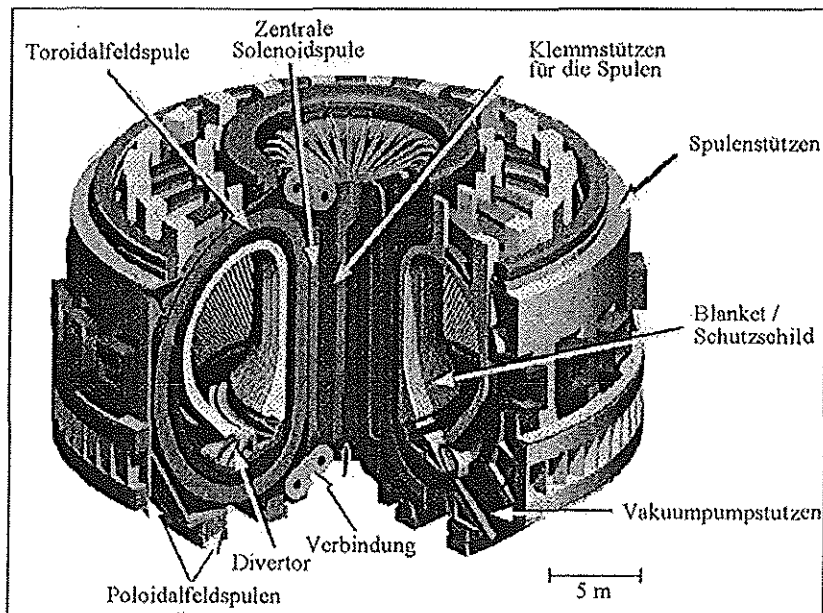


Abb. 11: Skizze des in der Planung befindlichen Tokamaks ITER (International Thermonuclear Experimental Reactor).

Die Auslegungsdaten von ITER bedürfen noch eines weiteren Hinweises. Die kleinste zur Zündung befähigte Fusionsanlage muß eine thermische (Fusions)-Leistung von mindestens etwa 1000 MW (oder sogar 2000 - 3000 MW) haben. Dementsprechend ist bei DEMO und bei späteren kommerziellen Reaktoren mit Einheitengrößen zu rechnen, die den heutigen Kohle- oder Kernkraftwerken entsprechen. "Small and beautiful" ist also auch Energie aus Kernfusion nicht zu haben. Darum wird das personelle und finanzielle Engagement bei ITER (geschätzte Baukosten ca. 12 Mrd. US \$) auch interkontinental auf vier Partner verteilt: Europäische Union, Japan, USA und Rußland. Dennoch ist — auch wegen der sich rascher ändernden politischen Auffassungen — nicht sichergestellt, ob in weltweiter Einigkeit ein ausreichend langer Atem für die Durchführung eines solch anspruchsvollen Projekts verfügbar sein wird.

1.5 Der technische Weg zum Fusionsreaktor

Die im allgemeinen unter dem Begriff Fusionsreaktortechnologie zusammengefaßten Fragestellungen betreffen im wesentlichen die Probleme der Plasmaheizung, der Wärme-Auskopplung, des inneren und äußeren Tritiumkreislaufs, die Abschirmungs- und Aktivierungsfragen sowie die Probleme der Magnettechnologie und der elektrischen Energieversorgung und Steuerung. Bezüglich der Magnettechnologie muß hier der Hinweis genügen, daß die Entwicklung von supraleitenden Magneten mit maximalen Feldstärken größer als ca. 10 Tesla, die beim Tokamak zudem noch gepulst betrieben werden müssen, einen beträchtlichen Aufwand erfordert. Daß man hier erhebliche Fortschritte erzielen konnte, zeigen die Errichtung und der Betrieb des mit supraleitenden Spulen ausgestatteten Tokamaks TORE SUPRA im südfranzösischen Cadarache ebenso wie der erfolgreiche Verlauf des internationalen Projekts "Large Coil Test" in Oak Ridge (USA). Zu den anderen Fragen soll hier etwas ausführlicher Stellung genommen werden. Der Schwerpunkt der Arbeiten zur Fusionsreaktortechnologie liegt in Deutschland beim FZK Karlsruhe.

Unter dem inneren Tritiumbrennstoffkreislauf versteht man die Bereitstellung des Tritiums für das Deuterium-Tritium-Brennstoffgemisch im Torus, seine Wiedergewinnung im "Auspuß" des Entladungsgefäßes durch Abtrennung von Verunreinigungen und durch Isotopentrennung vom leichteren Deuterium mit dem Ziel einer möglichst quantitativen Wiederverwendung. Der jeweilige Verbrauch während einer Entladung beträgt nur einige Prozent der umlaufenden Tritiummenge. Die Sicherheitsprobleme, die sich dabei stellen, sind im wesentlichen mit dem Einschluß des Tritiums, das leicht durch Metallwände diffundieren kann, verbunden.

Der äußere Tritiumbrennstoffkreislauf beginnt im sogenannten "Blanket", wo neuer Tritium-Brennstoff aus dem Brutstoff Lithium erzeugt wird. Als Blanket bezeichnet man die konzentrisch um das Torusgefäß angebrachte Ummantelung, die aus Konstruktions- und Wartungsgründen im allgemeinen modular aufgebaut sein wird. Sie weist in ihrer radialen Anordnung eine Schichtung verschiedener Materialien auf, die den mehrfachen Funktionen des Blankets genügen sollen. Die erste, bereits erwähnte Aufgabe ist es, eine ausreichende Brutrate für Tritium zu gewährleisten; hierfür kann das Blanket den Brutstoff Lithium entweder in metallischer Form (rein oder als Legierung) oder aber in Form einer keramischen Verbindung enthalten. Es wird nötig sein, die Zahl der aus dem Fusionsplasma in das Blanket eingefallenen Neutronen durch geeignete Neutronen-Multiplikator-Materialien so weit zu vermehren, daß eine Tritiumbrutrate im Gesamtblanket erreichbar wird, die ausreichend größer als Eins ist (d.h. daß mindestens ebenso viele Tritium-Atome im Blanket erzeugt werden als insgesamt verbraucht werden). Die Fragen, welches Tritiuminventar sich im stationären Gleichgewicht im Blanket ansammelt sowie die damit verbundenen Permeationsprobleme, und welche Verfahren zur kontinuierlichen oder diskontinuierlichen Extraktion des Tritiums aus dem Blanket man verwendet, sind entscheidend von der Auswahl der Lithiumverbindung abhängig und befinden sich heute noch in der Diskussion.

Die zweite Aufgabe des Blankets ist die Abfuhr der aus dem Fusionsplasma einfallenden Leistung. Wegen des Impulserhaltungssatzes teilt sich die gesamte beim Fusionsprozeß freiwerdende Energie im umgekehrten Verhältnis der Massen der Endprodukte auf, so daß auf das Neutron $4/5$, d.h. 14,1 MeV, und auf das ^4He (Alpha-Teilchen) $1/5$, d.h. 3,5 MeV, entfallen. Die Neutronen tragen als ungeladene Teilchen diese Energie ungehindert aus dem Plasma weg und deponieren sie im Blanket durch Wechselwirkung mit den dortigen Materialien. Die

hierbei freigesetzte Wärmeleistung muß durch geeignete Kühlmittel, z.B. Druckwasser oder Helium, abgeführt und entsprechenden externen Wärmetauschern zur Elektrizitätserzeugung oder zur Prozeßwärmebereitstellung angeboten werden.

Schließlich hat das Blanket die Aufgabe, die vom Plasma kommende Strahlung so weit zu absorbieren, daß die weiter außen liegenden supraleitenden Magnetspulen vor zu starken Strahlungsdosen abgeschirmt bleiben, um diese Spulen in ihrer Funktionstüchtigkeit nicht zu beeinträchtigen. Dennoch strebt man eine möglichst geringe Dicke des Blankets an, damit die aufwendigen und teuren Magnetfeldspulen nicht größer als unbedingt nötig werden müssen.

Die Lösung des Materialproblems, bei welchem widersprüchliche Anforderungen — u.a. nach niedriger Aktivierbarkeit, nach geringer Nachwärme sowie nach hoher Resistenz der Wärmeleitfähigkeit und der mechanischen Festigkeit gegen eine Schädigung durch Strahlung — miteinander in Einklang gebracht werden müssen, wird sich als eine Schlüsselfrage für die Brauchbarkeit des Fusionsreaktors als zukünftige Energiequelle herausstellen. Insofern ist es schwer, heute schon eine einfache Antwort auf die Frage zu geben, wie groß der radioaktive Abfall sein wird, welcher durch die Aktivierung der Brennkammer entsteht. Mit dem Materialproblem befindet man sich bereits mitten in der Diskussion der Umwelt- und Sicherheitsaspekte der Fusion.

Bei den Planungsarbeiten zu ITER werden die Sicherheits- und Umweltaspekte von vornherein mit eingefaltet. Hierbei wird mit demselben methodischen Rüstzeug gearbeitet, das für die Sicherheit der Kernspaltungsreaktoren entwickelt wurde. Das Ziel ist, von Anfang an durch entsprechende technische Auslegung jene Störfälle mit Gewißheit auszuschließen, die durch Freisetzung von zu viel radioaktivem Material die Verzehr- und Lebensgewohnheiten der benachbarten Bevölkerung beeinträchtigen oder gar Evakuierungsmaßnahmen erforderlich machen würden.

Allerdings werden jene sicherheitsrelevanten Fragen, die mit dem Tritium-brütenden Blanket verbunden sind, bei ITER noch nicht in vollem Umfang auftreten, sondern müssen erst beim DEMO umfassend gelöst werden. Demgegenüber muß bereits bei ITER sichergestellt werden, daß kein Tritium und keine radioaktiven Stäube freigesetzt werden können. Der radioaktive Brennstoff Tritium ist seit langem als das für eine Radioaktivitätsfreisetzung maßgebliche Gefährdungspotential erkannt. Nach dem heutigen Kenntnisstand über die Umwandlung von gasförmig emittiertem T_2 (bzw. HT und DT) in wasserdampfförmiges T_2O (bzw. HT O und DT O) wird es nötig sein, die Menge des im schlimmsten Fall insgesamt freisetzbaren Tritiums auf etwa 100 g zu begrenzen. Außerdem ist in den letzten Jahren deutlich geworden, daß möglicherweise in der Freisetzung radioaktiver Stäube ein Gefährdungspotential derselben Größenordnung schlummert. Diese radioaktiven Stäube können sich in der Brennkammer durch Erosion von Erste-Wand-Material bilden; das Radioaktivitätsproblem entsteht bei Graphit durch das eingelagerte Tritium, bei Metallen durch deren neutroneninduzierte Eigenaktivität. Wenn auch die ständige Entfernung der durch Erosion entstehenden Stäube schon aus betrieblichen Gründen geboten ist, so muß jedoch — bislang noch — bei einer Disruption (störfallbedingter Abbruch des induzierten Ringstroms) mit einer Staubbildung von bis zu 1 kg gerechnet werden. Ein auf graphitischer Basis konzipiertes Erste-Wand-System, wie es wegen vielerlei Vorzüge zumindest für die erste Phase von ITER vorgesehen ist, birgt weiterhin einige Sicherheitsprobleme insbesondere bei Kühlmittelverlust, Ausfall der Kühlung oder Zusammenbrechen des Vakuums (LOFA, LOCA, LOVA). Gegenmaßnahmen sind unter anderem: Übergang auf keramische Materialien oder Schutzschichten, Einhüllen des Vakuumbehälters mit einem Inertgas; Beschränkung der Kühlwassertemperaturen auf unter 100°C oder Übergang zu Heliumkühlung.

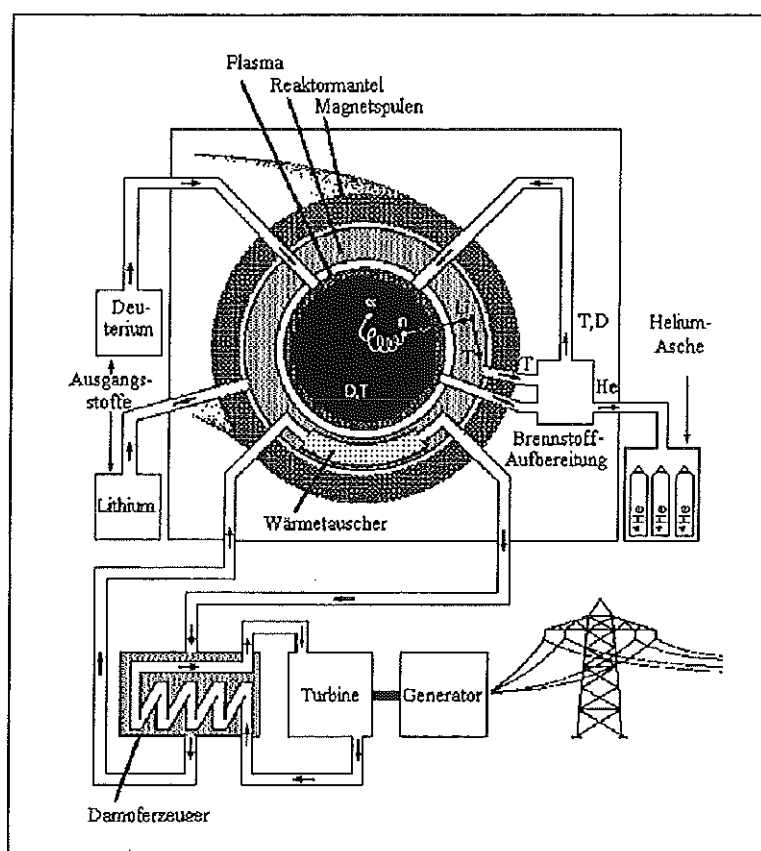


Abb. 12: Schematische Darstellung der grundsätzlichen Funktionsweise eines stromliefernden Deuterium-Tritium-Fusionsreaktors.

Insgesamt bietet der Fusionsreaktor bei den nuklearen Sicherheitsfragen im Vergleich zum Spaltungsreaktor spezifische Vorteile durch das Fehlen radioaktiver Reaktionsprodukte aus dem physikalischen Elementarprozeß selbst sowie durch die Tatsache, daß das in der Brennkammer vorhandene Brennstoffinventar nur jeweils für eine Betriebszeit von Minuten ausreicht. Inwieweit die Studien über eine vergleichsweise geringere Aktivierung des Strukturmaterials ihre Aussagekraft behalten, kann man angesichts der vielfältigen noch offenen Werkstofffragen heute nur schwerlich verbindlich beurteilen. Das maßgebliche nukleare Gefährdungspotential des Fusionsreaktors (durch Tritium und aktivierte Stäube) ist von vornherein um Größenordnungen geringer als das eines Spaltungsreaktors gleicher Leistung. Deshalb erscheint das Erreichen des Zieles realistisch, daß bei allen denkbaren Störfällen die Folgen auf das Anlagengelände begrenzt bleiben und daß außerhalb des Zaunes keine Einschränkungen der Lebens- und Verzehrsgewohnheiten für die Bevölkerung erforderlich werden.

Das Grundprinzip eines späteren Fusionsreaktors ist in Abb. 12 dargestellt. Prognosen über das wirtschaftliche und soziale Umfeld, in dem ein solcher Reaktor etwa ab Mitte des nächsten Jahrhunderts seinen Markt zu finden hätte, gehören heute noch ins Reich der Spekula-

tion. Dennoch sollte man angesichts der ungeheueren Energievorräte, die in dem Brennstoff Deuterium und dem Brutstoff Lithium auf der Erde schlummern, und angesichts der vergleichsweise bescheidenen derzeitigen Kosten für Forschung und Entwicklung, gemessen am Aufwand für den Verbrauch von fossilen Brennstoffen, unseren Enkeln diese Option durch eine Fortführung der Arbeiten offenhalten. Neben der Kernfusion, der Kernspaltung (unter Nutzung von Brutprozessen) und der Solarenergie (diese im umfassenden Sinne verstanden) hat die Wissenschaft keine vierte Alternative anzubieten, um langfristig den Energiebedarf der Welt zu stillen. Dabei sollten wir uns Erinnerung rufen, welche entscheidende Rolle die Verfügbarkeit von Energie für die heutige Lebensweise und für unsere kulturellen Errenschaften gespielt hat.

2 Jülicher Beiträge zur Fusionsforschung

2.1 Ausgangslage im Forschungsumfeld

In Deutschland sind drei Mitglieder der Helmholtz-Gemeinschaft Deutscher Forschungszentren (HGF) am Fusionsprogramm beteiligt (in Klammern die jeweiligen jährlichen F&E-Aufwendungen auf der Basis des AGF-Programmbudgets 1995):

— IPP Garching	(ca. 145 Mio. DM)
— FZK Karlsruhe	(ca. 68 Mio. DM)
— KFA Jülich	(ca. 47 Mio. DM)

Die wichtigsten Plasmaeinschluß-Apparaturen im deutschen Fusionsprogramm sind:

- der Stellarator WVII-AS im IPP Garching,
- der "Divertor"-Tokamak ASDEX-Upgrade im IPP Garching,
- der "Limiter"-Tokamak TEXTOR-94 in der KFA Jülich.

Mit ASDEX-Upgrade (bzw. dem Vorläufer-Experiment ASDEX) und TEXTOR (der nach einer maßgeblichen Ertüchtigung jetzt als TEXTOR-94 weiterbetrieben wird) sind zwei unterschiedliche Randschichtkonfigurationen — Divertor und Pump-Limiter — realisiert (siehe Abb. 13), um die Wärme- und Teilchenabfuhr aus dem Plasma auf die Wand zu bewerkstelligen und um den Zusammenhang dieser Aufgabe mit den Problemen der allgemeinen magnetischen Plasmaeinschließung zu untersuchen.

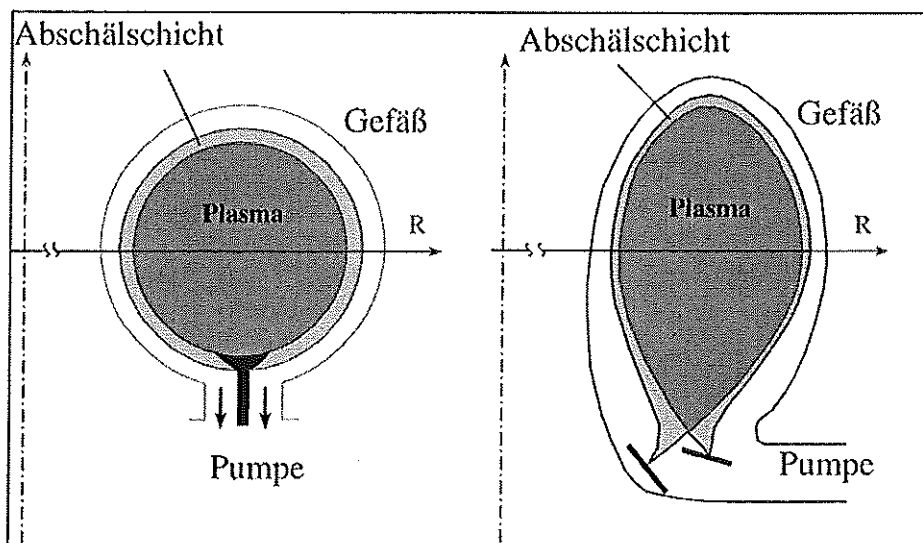


Abb. 13: Poloidaler Schnitt durch ein torusförmiges Tokamakplasma; links mit kreisförmigem Querschnitt und Pumpenlimiter; rechts mit elongiertem Querschnitt, magnetischem Divertor, Separatrix und Divertorprallplatten.

Beim Divertor wird die Plasmarandschicht magnetisch ausgekoppelt. Die rechte Hälfte von Abb. 13 zeigt einen Querschnitt durch den toroidalen Plasmaschlauch, der durch die äußerste geschlossene magnetische Oberfläche („Separatrix“) begrenzt wird. Randschichtteilchen, die über die Separatrix weiter nach außerhalb gelangen, werden auf "divergierten" Magnetfeldlinien (in Abb. 13 nahezu senkrecht zur Zeichenebene) auf Divertorplatten (die sich über den ganzen toroidalen Umfang verteilen) in mehr oder minder entfernte Positionen außerhalb des eigentlichen Plasmavolumens geführt. Auf diesen Platten deponieren die Teilchen des Plasmas ihre bis dahin mitgeführte Wärmelast, während sie selbst, nach Umwandlung in neutrale Atome oder Moleküle größtenteils wieder in das Plasma eindringen und dort reionisiert werden („recycling“), aber auch mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit aus dem Gefäß abgepumpt werden. Beim Limiterkonzept (Abb. 13 links) wird das Plasmavolumen mechanisch begrenzt ("limitiert"); der Limiterkopf berührt bzw. definiert den äußersten Rand des magnetisch noch eingeschlossenen Plasmas, während alle Plasmateilchen, die über diesen Bereich hinausgelangen, einesteils auf den Limiter auftreffen, ihre Wärmelast dort deponieren und dann „recycled“ werden, anderenteils unterhalb des Limiters in Pumpkanäle gelangen und dort abgepumpt werden.

Über die Untersuchung allgemeiner Probleme der Heizung und Einschließung fusionsrelevanter Plasmen hinaus, die sowohl Aufgabe von ASDEX-Upgrade wie von TEXTOR-94 ist, beschäftigt sich ASDEX-Upgrade schwerpunktmäßig mit dem Divertorkonzept im Hinblick auf seine Brauchbarkeit für ITER. TEXTOR-94 ist ein "dedicated device" zur Plasma-Wand-Wechselwirkung und konzentriert sich auf die Nutzung und Weiterentwicklung des Limiterkonzepts. Der in Abb. 13 im Schnitt gezeigte Pump limiter erstreckt sich in TEXTOR-94 über den ganzen toroidalen Umfang.

Das Forschungsprogramm an TEXTOR-94 wird im Rahmen vielfältiger internationaler Zusammenarbeiten durchgeführt, insbesondere im Rahmen des „Trilateralen Euregio Clusters“ (TEC) mit der belgischen und der niederländischen Fusions-Assoziation als Partnern, sowie mit Gruppen in Kanada, Japan, der Schweiz und USA (IEA Implementing Agreement on TEXTOR). Das zukünftige gemeinsame TEC-Programm wird auf das Verständnis des physikalischen Gesamtzusammenhangs ausgerichtet, der durch die voneinander abhängigen Einzelprozesse bestimmt wird. Eine gezielte Auswahl der zum Thema "Plasma-Wand-Wechselwirkung" besonders relevanten Beiträge führt bedauerlicherweise dazu, daß einige der wichtigsten Ergebnisse unserer Partner — wie z.B. Plasmaheizung und Plasmaeinschluß — hier nicht dargestellt werden können.

Ebenso muß leider darauf verzichtet werden, die umfangreichen Neuentwicklungen von Meßverfahren zur Erfassung der verschiedenen Plasmaeigenschaften und -prozesse ("Diagnostiken"), die eine Voraussetzung für die nachfolgend aufgeführten Ergebnisse sind, hier zu erläutern. TEXTOR gilt heute als eine der weltweit am besten mit Diagnostiken ausgestatteten Fusionsanlagen.

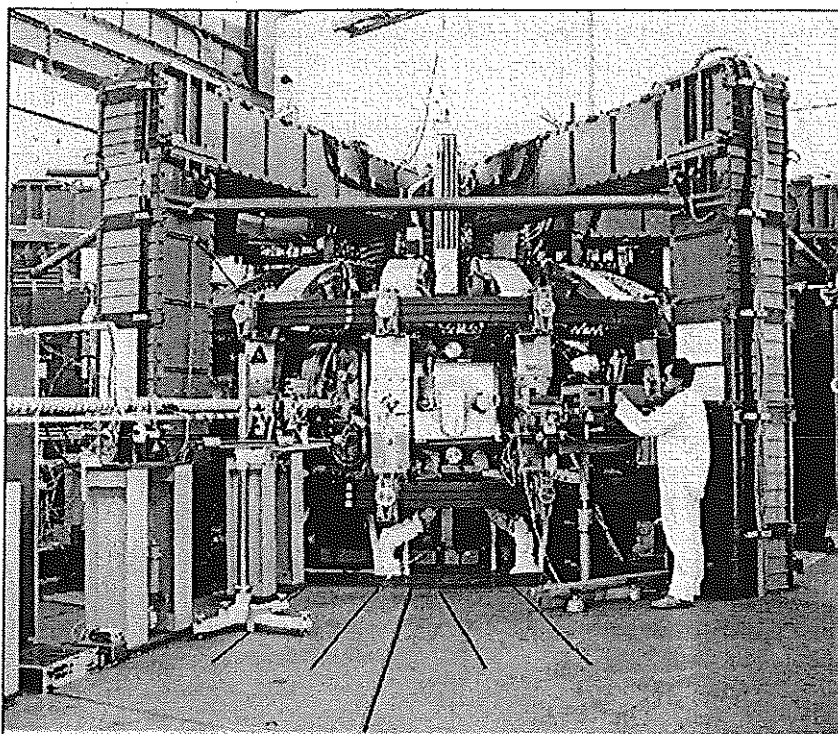


Abb. 14: Blick auf den Tokamak TEXTOR (kurz nach seiner Fertigstellung 1983).

2.2 Saubere Plasmen durch Wandbehandlung

Wenn Verunreinigungen in das — aus Wasserstoff bzw. seinen schweren Isotopen bestehende — Plasma durch die Randschicht hindurch bis zur heißen Kernzone eindringen, haben sie dort eine zweifache nachteilige Wirkung: Zum einen kühlen sie das Plasma durch Strahlungsverluste ab, und zwar bei zu hoher Konzentration bis unterhalb der erforderlichen Brenntemperatur, zum anderen senken sie die Häufigkeit der Fusionsprozesse, d. h. die nutzbare Fusionsleistung durch Verdünnung des Brennstoffs (nämlich der Wasserstoffisotope). Diese „Strahlungsverluste“ sind um so intensiver, je höher die Kernladungszahl solcher Verunreinigungen ist: Da derartige Verunreinigungen vorwiegend aus jenen Wandkomponenten stammen, die in besonders intensiver Berührung mit der Plasma-Randschicht stehen, ist der Kontakt des Plasmas mit metallischen Gefäßwänden besonders problematisch. Die Jülicher „Karbonisierung“, ein plasmachemisches Verfahren zur in-situ-Deposition einer amorphen, wasserstoffhaltigen Kohlenstoffschicht, die alle inneren Wandoberflächen bedeckt, hat das Problem der metallischen Verunreinigungen quantitativ beseitigt. Was blieb, waren kleinere Mengen der leichteren Verunreinigung O (und C), die — im Umweg über die Bildung von CO — ihrerseits Anlaß zu Erosionsprozessen boten. Hier hat die an TEXTOR erstmalig demonstrierte „Borierung“ Abhilfe gebracht: Praktisch alle maßgeblichen Fusionsanlagen (mit der begründeten Ausnahme von JET) haben inzwischen die „Borierung“

übernommen und gerade damit die Voraussetzungen zum Betrieb mit ausreichend reinen Wasserstoffplasmen geschaffen, wodurch das Erreichen von spektakulären Spitzenwerten der Plasmaeinschließung erst möglich wurde.

Auch eine in Jülich entwickelte Methode zur Messung der Erosion und Redeposition dieses Wandmaterials mittels Colorimetrie wurde inzwischen von mehreren auswärtigen Tokamakanlagen übernommen.

2.3 Abfuhr von Verunreinigungen und Heliumasche

Nicht nur das Eindringen von zu vielen, von der Wand stammenden Verunreinigungen in den Plasmakern macht das stationäre Brennen eines Fusionsplasmas unmöglich. Eine vergleichbare Wirkung zeigt auch das Helium, das als Asche des eigentlichen Reaktionsprozesses (Fusion von schwerem mit überschwerem Wasserstoff) unvermeidbar im Plasmazentrum anfällt, wobei sich das Helium-Erzeugungsprofil praktisch mit dem Energie-Freisetzungsprofil deckt. Gelingt es nicht, die Heliumasche (und die anderen Verunreinigungen) aus dem Plasma wieder nach außen abzuführen, so erlischt die Fusionsflamme. Von einer Jülicher Gruppe konnte gezeigt werden, daß man deswegen das in Abb. 3 dargestellte Zündkriterium noch durch eine erschwerende Zusatzbedingung ergänzen muß: Die Aufenthaltsdauer eines Asche-Teilchens (Helium) darf nicht länger als etwa $10 \tau_E$ sein. Bei Annäherung an diese obere Grenze verschiebt sich die Brennkurve deutlich weiter nach oben und schrumpft gleichzeitig auf einen immer kleineren Arbeitsbereich.

Mit dem Pumplimitersystem von TEXTOR konnte weltweit erstmals der Nachweis einer für Reaktorzwecke wohl gerade ausreichenden Abfuhr von Helium demonstriert werden. Später wurden auch Divertor-Tokamaks mit einem effizienten Pumpsystem ausgerüstet und konnten unter den Betriebsbedingungen der sogenannten "ELMy H-Mode" (siehe auch Kapitel 2.5) Heliumabfuhr demonstrieren.

2.4 Leistungsauskopplung durch Strahlungskühlung

Falls die volle, vom Plasma zur Wand kommende Wärmelast auf einen Limiter oder auf Divertor-Prallplatten konzentriert wird, werden diese wegen extremer Überhitzung zerstört. Deshalb wird angestrebt, zur Entlastung des Pumplimiters — oder des Divertors — das Prinzip eines (den toroidalen Plasmaschlauch einhüllenden) "kalten Strahlungsgürtels" anzuwenden, was erstmalig erfolgreich an TEXTOR demonstriert werden konnte. Grundgedanke dieses Prinzips ist es, durch geregelte Beigabe und Abfuhr geeigneter Verunreinigungen (z.B. Neon) den Anteil der vom Plasma durch Strahlung (und damit nahezu gleichförmig in alle Richtungen) abgegebenen Wärmeleistung so weit zu erhöhen, daß der den Limiter — oder Divertor — beaufschlagende Rest beherrschbar wird. Durch dieses Prinzip, das in Abb. 15 erläutert ist, kann man vermeiden, daß der Wärmefluß in unzulässiger Weise auf einen kleinen Bruchteil der inneren Brennkammerwand fokussiert wird; statt dessen wird er fast gleichmäßig auf die gesamte Wandoberfläche verteilt. Dies erleichtert nicht nur das Problem der Wärmeübertragung, sondern reduziert auch die von den Plasmateilchen hervorgerufene Erosion des Wandmaterials.

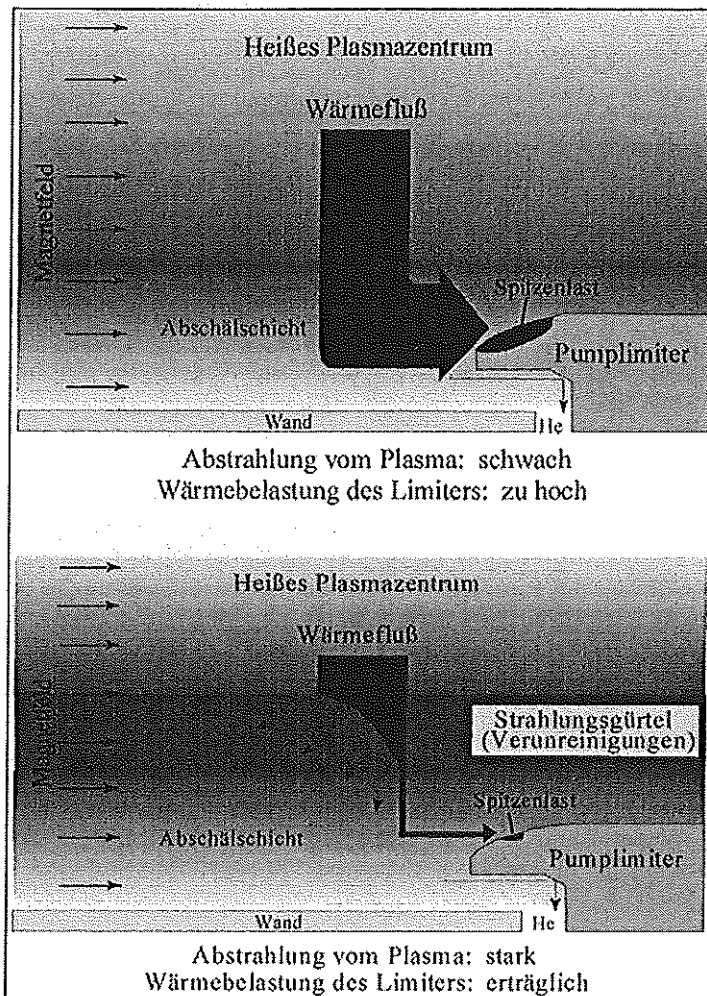


Abb. 15: Schematischer Vergleich der Verhältnisse in der Plasmarandschicht und auf dem wärmebelasteten Pumplimiter bei Anwesenheit eines Strahlungsgürtels (links) und ohne einen solchen (rechts).

Dieses bereits früher in der Literatur vorgeschlagene Konzept führte vordem zu keiner praktikablen Lösung, weil man einen Abfuhrmechanismus für die an den Plasmarand gelangenden Verunreinigungen benötigt, der durch den Pumplimiter in TEXTOR erstmalig verfügbar wurde. Außerdem ging man — unter vorschneller Verallgemeinerung des im Kapitel 2.2 Gesagten — davon aus, Verunreinigungen des aus Wasserstoff bestehenden Plasmas seien in jedem Falle zu vermeiden. Dabei wurde jedoch die Tatsache nicht ausreichend berücksichtigt, daß Plasmaverunreinigungen auch eine vorteilhafte Eigenschaft haben, nämlich dort am intensivsten zu strahlen (und damit die Elektronen des Plasmas abzukühlen), wo die kinetische Energie der Elektronen im Bereich der jeweiligen Ionisationsenergie liegt. Deswegen kann man zum Zweck der Strahlungskühlung des Plasmarandes Verunreinigungen nach dem Kriterium auswählen, inwieweit sie in den zu kühlenden äußeren Bereichen des Plasmaschlauchs besonders stark strahlen, während sie in der heißen Brennzzone des Plasmazentrums unter günstigen Umständen nur einen geringen, noch zulässigen Beitrag

zum Wärmeverlust leisten. Dies setzt allerdings voraus, daß der Plasmatransport quer zum Magnetfeld nicht dazu führt, daß sich die Verunreinigungen bevorzugt im Plasmazentrum ansammeln; sonst wäre das Konzept der Strahlungskühlung untauglich.

2.5 Verbesserter Plasmaeinschluß auch im Limiter-Tokamak

Im Zuge der Untersuchungen zur Heliumabfuhr und Strahlungskühlung wurde an TEXTOR ein neues Plasmaregime mit verbesserten Einschlußeigenschaften entdeckt (die I-Mode, von "improved confinement"). Überraschenderweise wurde nämlich beobachtet, daß sich im Zuge der durch Abstrahlung erzeugten Abkühlung der Außenbezirke des Plasmas die magnetische Wärmedämmung im heißen Inneren des Plasmaschlauches so weit erhöht, daß der gesamte Energie-Inhalt des Plasmas nicht abfällt, sondern sogar noch steigt. Diese Zustände lassen sich in Verbindung mit einem besonders großen Anteil der Strahlungskühlung an der gesamten Verlustleistung erzeugen. Das Plasma ist dabei weitgehend vom Limiter abgelöst ("detached"). Bei den erwünschten hohen Plasmadichten zeigt die I-Mode in TEXTOR eine ähnlich gute Einschließungsqualität, wie sie vordem nur in Divertor-Tokamaks mit der sogenannten "ELMy H-Mode" erreicht wurde. Ganz wichtig ist dabei, daß die Helium-Abfuhr mittels des Pumplimiters nicht nennenswert beeinträchtigt wird.

Neuerdings konnten am Garching ASDEX-Upgrade solche ELMy H-Mode-Regimes auch mit starker Strahlungskühlung kombiniert werden. Sie werden unter dem Namen CDH-Mode (von "completely detached") beschrieben, da sich auch hier das heiße Plasma von den Divertor-Prallplatten "abgelöst" hat. Eine Verwandtschaft zur I-Mode scheint nicht ausgeschlossen.

2.6 Geplantes Vorhaben: Dynamischer Ergodischer Divertor

Die 1994 an TEXTOR realisierte Ertüchtigungsmaßnahme zur "Flußhuberhöhung" diente dem Zweck, den gleichförmigen Teil der Plasmaentladung auf etwa 10 Sekunden zu verlängern oder aber den maximalen Plasmastrom von 500 Kiloampere auf 800 Kiloampere zu erhöhen. Dadurch wurde die Möglichkeit geschaffen, die bis jetzt an TEXTOR erarbeiteten Methoden zur Plasma-Wand-Technologie auch unter den erschwerten Langpulsbedingungen weiterzuentwickeln, die den in einem Fusionsreaktor zu realisierenden "stationären" Zuständen besser angenähert sind. Die ist für die Tokamak- wie für die Stellarator-Linie gleichermaßen von Bedeutung.

Der inzwischen so ertüchtigte TEXTOR-94 ist besonders geeignet, um an ihm das Konzept des "Dynamischen Ergodischen Divertors" zu erproben, mittels dessen man auf den Transport von Verunreinigungen im Randbereich des Plasmarings Einfluß nehmen möchte. Die beiden an TEXTOR erfolgreich angewendeten Verfahren zur kombinierten Heliumabfuhr und Strahlungskühlung hängen nämlich so stark von den jeweiligen Transporteigenschaften des Plasmas ab, daß bezüglich ihrer Übertragbarkeit auf einen Fusionsreaktor noch offene Fragen — und Besorgnisse — bestehen. Aus diesem Grund ist es außerordentlich wichtig, ein zusätzliches, bisher nicht verfügbares Instrument zur Beeinflussung des Teilchen- und Energietransports in der Plasmarandschicht zu entwickeln. Eine magnetische Verwirbelung der Plasmarandschicht — als Ergodisierung bezeichnet — wurde unter maßgeblicher Jülicher Mitwirkung schon Anfang der 80er Jahre vorgeschlagen. Das Ergodisierungsverfahren fand — nach einem vorläufigen Test an TEXTOR — in der Folgezeit auch an anderen Tokamaks

Anwendung; besonders systematisch und erfolgreich wurde es an TORE SUPRA (in Cadarache, Frankreich) eingesetzt und untersucht. Das dazu erforderliche magnetische Störfeld liefert zwar bezüglich Randschichtverbreiterung und Abscheidung von Verunreinigungen sehr ermutigende Ergebnisse, führt aber immer noch nicht zu einer hinreichend gleichmäßigen Verteilung der Wärmeflüsse auf die Wandelemente.

Aus diesem Grund wurde bereits 1988 in Japan an einer recht kleinen Versuchsanlage das Konzept untersucht, solche magnetischen Störfelder hinreichend rasch rotieren zu lassen. Indem man auf diese Weise den Parameter Zeit (Frequenz) als weitere Dimension einführt, eröffnet man zusätzliche Einfluß- und Untersuchungsmöglichkeiten, die über das ursprüngliche Ziel, nämlich die Wärmebelastung der Wand gleichmäßig zu verschmieren, deutlich hinausgreifen. In TEXTOR-94 kann man dazu auf der Innenseite des Vakuumgefäßes ein "helikales" System elektrischer Leiter montieren, wie es in Abb. 16 gezeigt ist. Es soll mit einem mehrphasigen Wechselstrom von bis zu 20 Kiloampere im Frequenzbereich zwischen 50 Hertz und 10000 Hertz beaufschlagt werden.

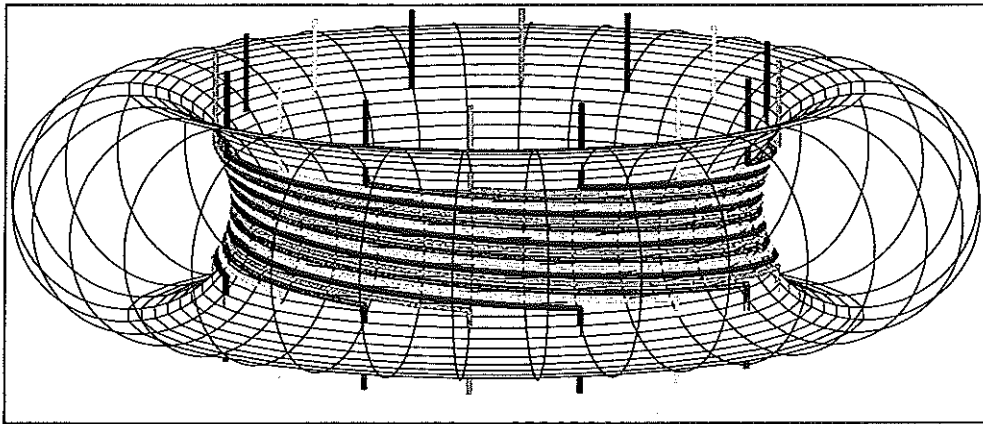


Abb. 16: Schematische Darstellung der Leiteranordnung für den geplanten "Dynamischen Ergodischen Divertor" von TEXTOR-94. Die an der Innenfläche des torusförmigen Vakuumgefäßes angebrachten Leiter werden von einem mehrphasigen Wechselstrom gespeist. Die Anordnung hat Ähnlichkeit mit dem Stator eines Drehstrommotors.

2.7 Künftiges Programm

Übergreifendes Ziel des Fusionsprogramms von TEXTOR-94 im Rahmen des Trilateralen Euregio Clusters ist es, zur Erarbeitung eines kohärenten und konsistenten Konzepts beizutragen, das die widersprüchlichen Anforderungen von Energieeinschluß einerseits sowie Teilchen- und Wärmeauskopplung andererseits integrieren kann. Ein wichtiges Werkzeug dazu ist die Entwicklung möglichst allgemeingültiger numerischer Modelle der Transportvorgänge im Plasmakern und der Randschicht. Der geplante "Dynamische Ergodische Divertor" gehört zu den ganz wenigen derzeit noch denkbaren zusätzlichen Eingriffsmöglichkeiten zur Beeinflussung der Plasma-Wand-Wechselwirkung mit ihren Schwerpunkten Wärmeauskopplung und Teilchenabfuhr.

Literaturhinweise

Weiterführende Lehrbücher zu Kapitel 1:

Kadomtsev, B.B. "Tokamak Plasma: A Complex Physical System", Institute of Physics Publishing, Bristol und Philadelphia (1992)

Rebhan E. "Heißer als das Sonnenfeuer - Plasmaphysik und Kernfusion", Piper-Verlag, München (1992)

Wesson, J. "Tokamaks", Clarendon Press, Oxford (1987)

Proceedings of the 2nd Carolus Magnus Summer School on Plasma Physics, Aachen, September 1995, *Transactions of Fusion Technology* 29 (1996)

Spezielle Veröffentlichungen zu Kapitel 2:

Finken, K.H. *et al.* "Helium Removal Experiments on TEXTOR", in *Contributions to High-Temperature Plasma Physics*, Akademie-Verlag, Berlin (1994), 390-402

Finken, K.H. *et al.* "A Scheme for a Dynamic Ergodic Divertor in TEXTOR", *Journal of Nuclear Materials* 220-222 (1995), 448-451

Messiaen, A.M. *et al.* "High Confinement and High Density with Stationary Plasma Energy and Strong Edge Radiation in the TEXTOR-94 Tokamak", accepted for publication in *Phys. Rev. Lett.* (1996)

Reiter, D./ Wolf, G.H./ Kever, H. "Burn Condition, Helium Particle Confinement and Exhaust Efficiency", *Nuclear Fusion* 30, (1990), 2141-2155

Samm, U. "Energieabfuhr im Fusionsplasma durch kalten Strahlungsgürtel", *Physikalische Blätter* 50 (1994), 462-465

Winter, J. *et al.* "Boronization in TEXTOR", *Journal of Nuclear Materials* 162-164 (1989) 713-723

Energieverteilung

Leistungsgebundene Energieträger

P. Markewitz

Forschungszentrum Jülich GmbH
Programmgruppe Systemforschung und
Technologische Entwicklung

D-52425 Jülich

1. Einleitung

Hauptmaxime aller Aktivitäten im Energieversorgungsbereich ist die Gewährleistung einer sicheren und preisgünstigen Versorgung mit Energie, unter Berücksichtigung von Umweltaspekten. Vor diesem Hintergrund stellen sich drei in der Energieversorgung immer wiederkehrende Fragen: Erstens die Frage nach der Wahl geeigneter Primärenergieträger, zweitens die Frage nach der Auswahl geeigneter Energieumwandlungstechnologien und drittens die Frage nach möglichen Energieübertragungstechnologien sowie Speichermöglichkeiten. In fast allen Energiediskussionen spielen die ersten beiden Fragen die zentrale Rolle, während der Bereich der Energieübertragung sehr vernachlässigt wird. Im nachfolgenden wird daher schwerpunktmäßig auf Energietransport- und -verteilungsaspekte eingegangen.

Projiziert man die obigen Fragestellungen auf die Bundesrepublik Deutschland, muß gesehen werden, daß im Laufe der letzten Jahrzehnte ein sehr komplexes Energiesystem entstanden ist. Darüber hinaus kann die nationale Energieversorgung nicht isoliert betrachtet werden. Zum einen ist die große Energieimportabhängigkeit zu beachten, und zum anderen ist der internationale Verbund im Bereich der leistungsgebundenen Energieträger (Strom, Gas) zu sehen. Diskussionen, die eine Änderung des Energiesystems zum Inhalt haben, müssen diesen Status-quo-Bedingungen Rechnung tragen.

Im Rahmen der nachfolgenden Ausführungen wird auf grundlegende Aspekte der Energieübertragung eingegangen, und es erfolgt eine energieträgerspezifische Beschreibung des deutschen Energieübertragungssystems. Daneben wird ebenfalls auf aktuelle energiewirtschaftliche Fragestellungen (z.B. Kooperation mit ehemaligen Ostblockländern, Integration „neuer“ Energieträger) eingegangen.

2. Grundlagen, Definitionen

Prinzipiell unterscheidet man bei der Energieübertragung zwischen dem *Transport* und der *Verteilung*. Unter dem Energietransport wird die Beförderung von Energieträgern über weite Entfernungen verstanden, wie z.B. der Pipeline-Transport russischen Erdgases nach Westeuropa. Die Entfernungen von Primärenergietransporten können viele Tausend Kilometer betragen. Die Transportentfernung von Sekundärenergieträgern, wie beispielsweise die Übertragung elektrischer Energie vom Kraftwerk in ländliche Gebiete ist demgegenüber im Durchschnitt weitaus geringer und liegt in einem Bereich von etwa 50 - 500 km. Unter der Energieverteilung wird die Belieferung von Endverbrauchern verstanden, wie z.B. der Lkw-Benzintransport von einer Raffinerie zu einer Tankstelle. Verteilungsentfernungen liegen unterhalb von 50 km.

Als *leitungsgebunden* bezeichnet man die Energieträger, die nur über ein Netz oder ein Rohrsystem befördert werden können und für die keine weiteren Transport- oder Verteilungsoptionen bestehen. Hierunter fallen prinzipiell die Energieformen, elektrische Energie, Wärme (in Form von Dampf oder Heißwasser) sowie gasförmige Energieträger. Streng genommen besteht bei letzteren auch die Möglichkeit der Verflüssigung, so daß auch andere Übertragungsoptionen möglich sind. Alle anderen Energieträger werden als nicht leitungsgebunden bezeichnet, da mehrere Übertragungsmöglichkeiten bestehen (Tabelle 1). So läßt sich beispielsweise Öl mit Tankern, Pipelines etc. befördern.

Bei den in Tabelle 1 skizzierten Transport- und Verteilungsmöglichkeiten handelt es sich um prinzipielle Optionen. Eine genauere Betrachtung erfordert eine feinere Unterscheidung der Energieträger. So wird beispielsweise die zur Stromerzeugung verwendete westdeutsche Braunkohle fast ausschließlich über sehr kurze Entfernungen mittels Transportbänder zum

Kraftwerk transportiert. Ein Transport über weitere Entfernungen scheitert am niedrigen Heizwert und den damit verbundenen großen Energieträgermengen. Dies sei an einem Beispiel verdeutlicht:

Für die jährliche Stromerzeugung eines Braunkohlekraftwerks (600 MW, 6000 h, $\eta = 0,34$) ist ein primärenergieseitiger Braunkohleninput von ca. $38,1 \cdot 10^6$ GJ erforderlich, was einer jährlichen Braunkohlenmenge von ca. 4,7 Mio t entspricht. Ca. 50 % dieser Menge besteht aus Wasser aufgrund des hohen Wassergehalts der Braunkohle. Zum Vergleich: Für ein vergleichbares Steinkohle-Kraftwerk wären wegen des höheren Heizwertes lediglich 1,3 Mio t/a erforderlich.

	Förderband	Schiff	Straße	Schiene	Elektrisches Netz	Pipeline Rohrsystem
Kohle und Kohleprodukte	●	●	●	●		X
Öl und Ölprodukte		●	●	●		●
Erdgas (gasförmig)						●
Erdgas (flüssig)		●				
Elektrizität					●	
Wasserstoff (gasförmig)						●
Wasserstoff (flüssig)		X	X	X		
Fernwärme			X			●

● Praxis X Theorie

Tabelle 1: Prinzipielle Übertragungsmöglichkeiten von Energie bzw. Energieträgern

Ein Energietransport sowie eine -verteilung ist grundsätzlich mit Verlusten bzw. einem zusätzlichen Energieaufwand verbunden, der ganz entscheidend von der Transportlänge abhängt. Eine optimale Versorgung wäre dann gegeben, wenn Exploration und Umwandlung möglichst verbrauchernah vorgenommen würden. Allerdings ist diese Konstellation nur in wenigen Fällen gegeben.

Die Nachfrage nach Energieträgern bzw. nach der gewünschten Energieform hängt von den Bedürfnissen des Endnutzers ab. Dieser erwartet für jede Anwendung eine ausreichende Versorgung mit Energie, die seinem räumlichen sowie zeitlichen Verhalten gerecht wird. In der

Energieversorgung wird dieser wichtige Aspekt als Versorgungssicherheit bezeichnet. Ausgehend von diesem Kriterium, stellt sich für die einzelnen Energieträger die Frage nach der *Speicherbarkeit* von Energie. Sofern eine Speicherkapazität nicht gegeben ist, muß eine Energiewandlung erfolgen oder es ist -falls möglich- ein anderer Energieträger vorzuziehen, der die gleiche Versorgungsaufgabe übernehmen kann. Im allgemeinen versucht man eine zusätzliche Energieumwandlung zu vermeiden, da diese immer mit Verlusten behaftet ist. Optimal ist, wenn ein und derselbe Energieträger gespeichert sowie transportiert werden kann.

Tabelle 2 enthält einige wichtige Transporteigenschaften von Energieträgern. Demnach lassen sich Primärenergieträger relativ gut speichern und die durch den Transport bedingten Verluste sind relativ gering. Sekundärenergieträger sind hingegen mit hohen Transportverlusten verknüpft und eine Speicherbarkeit ist nur in wenigen Fällen gegeben.

Sämtliche Transport- und Verteilungsmöglichkeiten müssen unter dem Aspekt der *Wirtschaftlichkeit* gesehen werden. Hierzu sind in der Vergangenheit eine Vielzahl von Studien erstellt worden. Fast allen Studien /Hartmann et al. 1994, Edwin 1978, Koch et al. 1978/ ist gemeinsam, daß ein Sekundärenergietransport (Strom, H_2) weitaus teurer ist als ein Primärenergietransport (z.B. Kohle, Öl). Entscheidende Parameter sind neben der Auswahl geeigneter Techniken, die Transportentfernung, die Übertragungsleistung sowie die Benutzungsdauer. Primärenergieträger schneiden deswegen so günstig ab, weil die Benutzungsdauer sowie die Übertragungsleistung nicht in die Wirtschaftlichkeitsrechnung eingehen. Entscheidend ist bei diesen Energieträgern die Entfernung sowie der jeweilige Heizwert. Allerdings ist anzumerken, daß die Ergebnisse der verschiedenen Studien in vielen Fällen nicht vergleichbar sind, da von unterschiedlichen Annahmen und Systemgrenzen ausgegangen wird. So werden z.B. beim Strom Reservevorhaltungsaspekte oder beim Erdgas die Speicherung oftmals nicht berücksichtigt.

Energieträger	Energieform	Energiegehalt	Transporteigenschaften		Speicherfähigkeit	typische Entfernung	Anmerkungen
			Geschwindigkeit	Verluste		in km	
Steinkohle	chemisch	$H_u = 8 \text{ kWh/kg}$	-	-	++	$> 10^3$	
Braunkohle	chemisch	$H_u = 2 - 3 \text{ kWh/kg}$	-	-	++	10 - 100	
Erdöl	chemisch	$H_u = 9 - 11 \text{ kWh/kg}$	- / +	-	++	$> 10^3$	
Biomasse (fest)	chemisch	$H_u = 3 - 5 \text{ kWh/kg}$	-	-	++	> 10	
Biomasse (flüssig)	chemisch	$H_u = 8 - 10 \text{ kWh/kg}$	- / +	-	++	$> 10^3$	Pflanzenöl
Erdgas (gasförmig) (CH_4)	chemisch	$H_u = 14 \text{ kWh/kg}$ $H_u = 10 \text{ kWh/m}^3$	+	++	+	$> 10^2$	$\rho_{\text{gas}} = 0,717 \text{ kg/m}^3$
Erdgas (flüssig) (CH_4)	chemisch	$H_u = 14 \text{ kWh/kg}$ $H_u = 5830 \text{ kWh/m}^3$	-	+	-	$> 10^3$	Siedetemp. $T_s = -161,5^\circ\text{C}$ (i.N.) $\rho_l / \rho_{\text{gas}} = 587$
Wasserstoff (gasförmig)	chemisch	$H_u = 33 \text{ kWh/kg}$ $H_u = 3 \text{ kWh/m}^3$	+	++	+	$> 10^2$	$\rho_{\text{gas}} = 0,09 \text{ kg/m}^3$
Wasserstoff (flüssig)	chemisch	$H_u = 2360 \text{ kWh/m}^3$	-	-	-	$> 10^3$	Siedetemp. $T_s = -252^\circ\text{C}$ (i.N.) $\rho_l / \rho_{\text{gas}} = 787$
Dampf	thermisch	$T_{\text{max}} = 300^\circ\text{C}$	+	++	0	0,1 - 10	
Heißwasser	thermisch	$\Delta T = 300^\circ\text{C}$	-	++	-	0,1 - 10	
Biomasse (gasförmig)	chemisch	$H_u = 8 \text{ kWh/kg}$	+	++	+	$> 10^2$	
	elektrisch	$V_{\text{max}} = 750 \text{ kV}$	++	++	0	$10 - 10^4$	

-: langsam -: gering 0: keine
 +: schnell ++: mittel -: schlecht
 ++: sehr schnell ++: hoch +: mittel
 ++: gut

Tabelle 2: Wichtige Transporteigenschaften von Energieträgern, nach /Voß et al. 1994/

3. Energietransport und -verteilung in Deutschland

Ca. zwei Drittel des Primärenergieaufkommens der Bundesrepublik Deutschland wird importiert. Tabelle 3 enthält die Energieträgerim- und -exporte ausgewählter OECD-Länder für das Jahr 1992.

	Rohöl			Mineralölprodukte			Summe Rohöl/-produkte		
	Import	Export	Saldo**	Import	Export	Saldo**	Import	Export	Saldo**
	Millionen Tonnen Öleinheiten								
USA	360,7	1,7	359,0	50,7	43,7	6,9	411,3	45,4	365,9
Japan	218,0	0,0	218,0	53,3	5,7	47,6	271,3	5,7	265,6
Deutschland	101,2	0,2	100,9	48,0	13,5	34,4	149,1	13,7	135,4
Frankreich	77,9	0,4	77,5	26,0	14,6	11,4	103,9	15,1	88,9
Kanada	26,0	47,2	-21,2	7,9	11,8	-3,9	33,9	59,0	-25,1
Großbritannien	58,9	59,1	-0,2	9,3	20,8	-11,5	68,2	79,9	-11,7
Italien	91,2	0,3	90,9	23,2	21,6	1,6	114,3	21,8	92,5
Spanien	55,9	0,0	55,9	10,1	12,5	-2,4	66,0	12,5	53,5
Australien	13,4	7,5	5,9	2,1	4,4	-2,3	15,5	12,0	3,6
Niederlande	57,5	1,0	56,5	32,5	54,6	-22,2	90,0	55,6	34,3
Norwegen	1,0	95,3	-94,3	2,7	8,9	-6,2	3,8	104,2	-100,4
Übr. OECD-Länder	132,3	9,3	123,0	60,4	46,8	13,6	192,8	56,1	136,6
Summe OECD	1194,0	222,0	972,0	326,1	259,0	67,0	1520,1	481,1	1039,0
	Kohlen*			Gas			Strom		
	Import	Export	Saldo**	Import	Export	Saldo**	Import	Export	Saldo**
	Millionen Tonnen Öleinheiten								
USA	3,3	64,9	-61,6	49,0	5,0	44,0	3,2	0,8	2,4
Japan	72,9	1,9	71,0	45,7	0,0	45,7	0,0	0,0	0,0
Deutschland	12,3	2,8	9,5	45,5	1,1	44,4	2,4	2,9	-0,5
Frankreich	14,8	0,6	14,2	27,5	0,9	26,6	0,4	5,0	-4,6
Kanada	8,7	18,9	-10,3	0,9	47,1	-46,2	0,6	2,7	-2,2
Großbritannien	13,4	0,8	12,6	4,7	0,1	4,7	1,4	0,0	1,4
Italien	12,2	0,3	11,9	28,3	0,0	28,3	3,1	0,1	3,0
Spanien	9,4	0,0	9,3	4,8	0,0	4,8	0,4	0,3	0,1
Australien	0,0	80,3	-80,3	0,0	5,1	-5,1	0,0	0,0	0,0
Niederlande	9,5	2,1	7,4	2,1	30,7	-28,6	0,8	0,0	0,8
Norwegen	0,7	0,1	0,6	0,0	22,5	-22,5	0,1	0,9	-0,8
Übr. OECD-Länder	38,4	1,7	36,7	22,6	1,4	21,3	6,0	4,9	1,0
Summe OECD	195,5	174,4	21,0	231,2	113,9	117,3	18,4	17,6	0,8

*) Einschließlich anderer fester Brennstoffe.- **) Importe abzüglich Exporte.

Quelle: IEA, Energy Balances of OECD Countries 1991 - 1992, Paris 1994.

Tabelle 3: Energieträgerim- und -exporte der OECD-Länder im Jahre 1992 /Ziesing 1994/

Gegenüber den fossilen Energieträgern spielt der Import und Export von Strom eine eher untergeordnete Rolle. Verglichen mit anderen OECD-Ländern ist Deutschland bei allen Energieträgern ein reiner Netto-Importeur. Um die Netto-Importe einordnen zu können, ist den Importen die Inlandsgewinnung gegenüberzustellen. Dabei zeigt sich für die einzelnen Energieträger ein differenziertes Bild. So ist beispielsweise die Importabhängigkeit beim Erdöl besonders ausgeprägt. Fast 98 % des gesamten deutschen Erdölverbrauchs wird importiert, die

Inlandsgewinnung spielt somit fast keine Rolle. Ungefähr 77 % der in Deutschland eingesetzten Naturgase werden importiert, während der verbleibende Rest im Inland gewonnen wird. Bezieht man die Kohlenimporte auf den gesamten deutschen Kohlenverbrauch (Stein- und Braunkohle), so liegt der Anteil bei fast 10 %; der Import von Kohle ist nur von untergeordneter Bedeutung, was allerdings auf ordnungsrechtliche Maßnahmen zurückzuführen ist.

3.1 Primärenergieträger

3.1.1 Erdöl und Ölprodukte

Weltweit werden ca. 50 % des gesamten geförderten Erdöls¹ über Fernleitungen oder über den Seeweg transportiert. Gemessen am Gewicht ist der Seehandel mit Erdöl erheblich umfangreicher als der Umschlag von Eisenerz, Getreide und Kohle zusammen /Escher 1994/. Das weltweite Fernleitungsnetz für Rohöl und Ölprodukte hat eine Länge von ca. 700.000 km.

Die weltweit modernste Pipeline für Erdöle ist die sogenannte Alaska-Pipeline, die von der Prudhoe Bay über ca. 1.300 km zum Terminal Valdez führt und einen Durchmesser von 48 inch (ca. 1,20 m) besitzt. Die Pipeline kreuzt ca. 800 Flüsse und führt teilweise durch Permafrostboden.

Prinzipiell unterscheidet man zwischen Erdöl- und Produktpipelines. Letztere dienen zum Transport von unterschiedlichen Raffinerieprodukten. So wird beispielsweise in der Rhein-Main-Rohrleitung (RMR) Benzin, Dieselmotorenkraftstoff, leichtes Heizöl, Rohbenzin und Kerosin transportiert, wobei eine Vielzahl von Ein- und Ausspeisemöglichkeiten bestehen. Um die Marktqualität der Produkte zu gewährleisten, versucht man die Mischzonen zu minimieren. Dies erreicht man über detaillierte Transportpläne (in denen die Verträglichkeit der Produkte berücksichtigt werden), durch den Einsatz aufpumpbarer Trennbälle sowie durch die Detektion von Mischzonen. Für den Transport der Medien werden vorzugsweise Kreiselpumpen (ein- und mehrstufige Bauweise) eingesetzt.

¹ 1995 wurden ca. $3,3 \cdot 10^9$ t Rohöl gefördert

Das Fernleitungsnetz der Bundesrepublik Deutschland, das die Ölhäfen mit den Raffineriestandorten verbindet, besitzt eine Länge von ca. 3.700 km und ist in den 60er Jahren gebaut worden (Bild 1). Durch die Vereinigung der beiden deutschen Staaten sowie die politischen Veränderungen im Ostblock befinden sich derzeit neue Pipelines im Bau sowie in der Planung. Aufgrund der aufwendigen Genehmigungsverfahren, die sich länder- sowie auch noch bundeslandspezifisch unterscheiden, gestaltet sich die Planung neuer Pipelines äußerst schwierig und zeitaufwendig.

Entscheidende Grundlage für die Wirtschaftlichkeit einer Pipeline oder einer hierzu bestehenden Alternative ist die Vorgabe des jährlichen Durchsatzes, dessen Schätzung über einen längeren Zeitraum (10 - 20 Jahre) mit großen Unsicherheiten behaftet ist. Tabelle 4 und 5 enthalten die korkalkulierten Investitions- sowie Betriebskosten der geplanten Nord-Ostdeutschen Pipeline (NOP) für unterschiedliche Durchsätze. Je nach Durchsatz schwanken diese zwischen 7,90 DM bis 11,50 DM pro t Ölprodukt, wobei die Kapitalkosten den mit Abstand höchsten Anteil annehmen. Die Energiekosten für den Pumpstrom (inkl. Tanklager) besitzen einen Anteil - je nach Durchsatz - von ca. 25 bis ca. 35 %. Ausgehend von den Verbraucherpreisen für Ölprodukte sind die Kosten des Pipeline-Transports eher von untergeordneter Bedeutung.

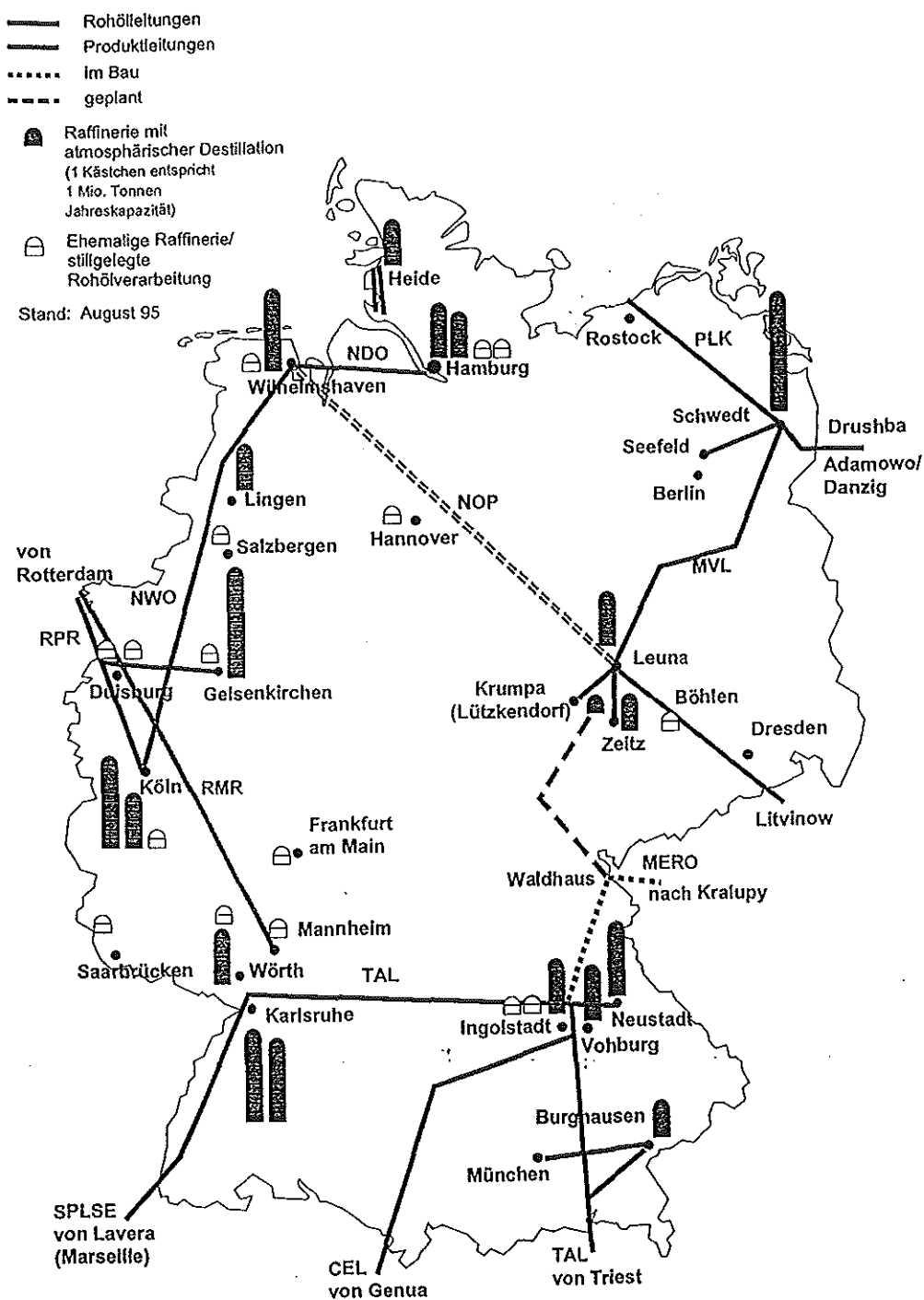


Bild 1: Rohöl und Produktpipelines in Deutschland

lfd.-Nr.	Anlage/Leistung	Erläuterung	Variante1 (419 km)	
			10 Mio. t/a	20 Mio. t/a
1	Rohre, isoliert einschl. Transport	309,- DM/m	129.3	129.3
2	Verlegegrundkosten	24,50 DM"/m	286	286
3	Verlegeerschwerisse		29.4	29.4
4	Sondermaßnahmen		66.4	66.4
5	Nutzungsrecht	2,10 DM/m ²	26.6	26.6
6	Aufwuchsentschädigung	0,90 DM/m ²		
7	Aufwuchsentschädigung für 3 Folgejahre	0,80 DM/m ²		
8	Trassenschieberstation	Anzahl 37/39 0,23 Mio. DM/Station	8.6	8.6
9	Pumpstationen		30.5	75.8
10	MSR, Fernwirktechnik und Kathodenschutz		14.5	15.9
11	Summe 1 bis 10		591.3	638
12	Ingenieurleistungen	8,8 % v. lfd. Nr. 11	52.03	56.14
13	Gebühren, Versicherungen, Behörden, Sachverständige	5,6 % v. lfd. Nr. 11	33.11	35.73
14	Owners Cost, Ersatzteile	2,9 % v. lfd. Nr. 11	17.15	18.5
15	Summe 11 bis 14		693.59	748.37
16	Unvorhergesehenes	15 % v. lfd. Nr. 15	104.04	112.26
17	Summe 15 und 16		797.63	860.63

Tabelle 4: Geschätzte Investitionskosten der geplanten NOP-Pipeline /Escher 1994/

		Variante 1					
Aufwandsart	Erläuterung	10 Mio. t/a			20 Mio. t/a		
		Tanklager	Pipeline/ Pump- station	Gesamt	Tanklager	Pipeline/ Pump- station	Gesamt
1. Kapitalaufwand							
a) Tilgung und Zinsen	auf Annuitätsbasis, 20 Jahre, 8 %		81.2			87.8	
b) Kapitalsteuern	1,4 % v. 1/3 des Anschaffungswertes		3.7			4	
2. Sonstiger Aufwand							
a) Personalaufwand	zusätzl. 4 Mitarbeiter à 120 TDM/a		0.5			0.5	
b) Energiekosten	Pumpstation + Beleuchtung	15	4.3		30	24.7	
c) Instandhaltung (M + R)	1 % v. Anschaffungswert		8			8.6	
d) Hafengebühren, Ballastwasseraufbereitung			-			-	
e) Technische und kaufmännische Verwaltung	incl. anteilige Mitbenutzung NWO-Anlagen		2.5			2.5	
Summe		15	100.2	115.2	30	128.1	158.1
Spezifischer Aufwand pro Tonne	Angaben in DM/t	1.50	10.02	11.52	1.50	6.41	7.91

Tabelle 5: Betriebskostenkalkulation der geplanten NOP-Pipeline /Escher 1994/

3:1.2 Kohle

Die weltweite Steinkohlenförderung betrug 1994 ca. $3,5 \cdot 10^9$ t. Etwa $373 \cdot 10^6$ t Steinkohle (10,3 %) wurden hiervon über den Seeweg gehandelt, wobei die Anteile für Kesselkohle und Kokskohle $210 \cdot 10^6$ t (6 %) bzw. $163 \cdot 10^6$ t (4,7 %) betrugen. Die für den Seehandelexport weltweit zur Verfügung stehenden Transportkapazitäten von $500 \cdot 10^6$ t wurden somit im Mittel nur zu ca. 75 % genutzt. Weltweit hat sich die über den Seeweg gehandelte Kohlemenge in den letzten anderthalb Jahrzehnten mehr als verdoppelt. Die Kosten für den Seetransport sind abhängig von der regionalen Herkunft und schwanken zwischen 5 bis 13

US\$/t SKE. Dies entspricht ungefähr einem Anteil von 11 - 25 % des mittleren Marktpreises (CIF-ARA) für Kesselkohle. /Ewers et al. 1996/

Die deutschen Steinkohlenimporte beliefen sich 1995 auf fast $14 \cdot 10^6$ t. /Schiffer 1996/ Ungefähr 4/5 dieser Steinkohlenmenge gelangt über den Seeweg in die Bundesrepublik. Hieran haben die sog. ARA-Häfen einen Anteil von etwa 50 %, ein Drittel wird in deutschen Seehäfen umgeschlagen und der Rest gelangt per Bahntransport nach Deutschland

Von der derzeit in öffentlichen Kraftwerken insgesamt eingesetzten Steinkohle (Importe und heimische Förderung) werden je 50 % mit der Bahn bzw. per Binnenschiff zu den Kraftwerken transportiert.

3.1.3 Erdgas

Der internationale Gashandel betrug nach Schätzungen der OECD/IEA im Jahre 1992 ca. $337 \cdot 10^9$ m³. Das sind ca. 16 % der gesamten derzeitigen Weltproduktion. 24 % davon, was ca. 3,8 % der Weltproduktion entspricht, wurde als LNG (Liquified Natural Gas) transportiert. Ca. 18 % des weltweit gehandelten Gases wird in die Bundesrepublik Deutschland importiert.

Der Erdgasanteil am deutschen Primärenergieverbrauch betrug 1995 ca. 19 %. Über drei Viertel dieser Erdgasmenge (1995: 73,3 Mrd Nm³) wurde importiert, der Rest wird im Inland gefördert. Die wichtigsten Erdgaslieferanten sind die ehemalige Sowjetunion (46 %), die Niederlande (33 %) sowie Norwegen (18 %).

Der Begriff „Erdgastransport“ umfaßt den reinen Ferntransport und die mit dem Gasleitungsferntransport kombinierte Gasverteilung. Die „Gasverteilung“ dient der Überbrückung des Raumes in einem Land und nimmt auch Versorgungsfunktionen wahr, indem Orts- und Regionalversorgungsunternehmen aber auch Industrie- und Kraftwerkskunden versorgt werden. Während der reine Erdgastransport Distanzen von mehreren Tausend Kilometern überbrückt, liegen die typischen Entfernungen für eine Kombination von Transport und Verteilung zwischen 100 und 500 km.

Reine Erdgastransportsysteme existieren in Europa ausschließlich in den Ländern der ehemaligen Sowjetunion. Die Transportleitungen in Deutschland und den übrigen westeuropäischen Ländern erfüllen immer auch Versorgungsfunktionen.

Ein entscheidendes Element eines Erdgastransportsystems sind die Kompressorstationen. Sie besitzen die Aufgaben, die Gasmenge zu verdichten und den zum Transport erforderlichen Betriebsdruck aufrecht zu erhalten. Die hierfür oftmals eingesetzten Turbokompressoren werden mit einer vorgeschalteten Gasturbine angetrieben. Sowohl aus Wirtschaftlichkeitsgründen, als auch zur Erhöhung der Versorgungssicherheit, beziehen die Antriebsaggregate ihren Brennstoffinput aus der Gasleitung. Für den Erdgasferntransport liegen die Abstände der Verdichterstationen in einem Bereich von 100 - 400 km. Der Gasverbrauch pro Antriebsmaschine liegt bei ca. 0,2 bis 0,5 % der transportierten Gasmenge. Ausgehend von Fernleitungsbedingungen, wie sie in Osteuropa vorliegen (ϕ 1420 mm), Betriebsdruck 75 bar) sowie einer Transportentfernung von 6000 km, können jährlich 28 Mrd. m³ transportiert werden. Hierzu sind 39 Verdichterstationen (35 MW pro Station) sowie ein Antriebsgasverbrauch von 2,8 Mrd m³ notwendig, was etwa 10,6 % der Einspeisemenge entspricht /Recknagel et al. 1994/. Durch die Verbesserung der Antriebsmaschinen (z.B. GuD-Anlagen), den Einsatz anderer Werkstoffe für Rohrmaterialien, die Anhebung des Durchmessers (1600 mm) sowie die Anhebung des Betriebsdruckes (120 bar) erhofft man sich zukünftig Antriebsgasverbräuche von ca. 5 %.

Eine Alternative zum gasförmigen Erdgastransport stellt der Transport flüssigen Erdgases dar, der jedoch in Westeuropa nur eine untergeordnete Rolle spielt. Ca. 75 % des weltweit gehandelten flüssigen Erdgases wird nach Japan importiert, für das diese Form des Transports wegen seiner geographischen Lage attraktiv ist. Verglichen mit dem Pipelinetransport ist eine Wirtschaftlichkeit nur über große Entfernungen gegeben. Die Energieverluste (Verflüssigung, Schiffstransport, Wiederverdampfung) liegen (je nach verfahrenstechnischen Wirkungsgraden sowie der Transportentfernung) in einem Bereich von 12 bis 20 % /Recknagel et al. 1994/.

Das in Westeuropa aufgebaute grenzüberschreitende Leitungssystem hat den Charakter eines internationalen Erdgasverbundsystems zwischen drei Kontinenten:

- Der asiatische Teil Rußlands (Sibirien) ist über den europäischen Teil Rußlands und über weiterführende Systeme mit Westeuropa verbunden.
- Zwischen Afrika und Europa besteht über Algerien, Tunesien und Sizilien ein Doppelleitungssystem, welches das Mittelmeer bei einer Wassertiefe von bis zu 600 m über 160 km unterquert.
- In Planung bzw. Bau befindet sich die über Algerien, Marokko, Spanien und Portugal führende Maghreb-Europa-Leitung, die demnächst in Betrieb gehen soll.

Darüber hinaus sind als Zubringersysteme die existierenden oder in Planung befindlichen Offshore-Leitungen der Nordsee von Bedeutung, mit denen norwegisches und dänisches Erdgas zu den westeuropäischen Abnehmern transportiert wird:

- Norpipe: Ekofisk-Emden
- Statpipe: Statfjord-Ekofisk
- Zeepipe: Sleipner-Zeebrügge
- Tyra-Leitung im dänischen Nordseesektor
- Europipe

Damit ergibt sich für das europäische Verbundsystem in Ost-West-Richtung von Westsibirien bis zur französischen Atlantikküste eine Ausdehnung von ca. 5000 km Luftlinie und in Nord-Süd-Richtung von der nördlichen Nordsee bis Algerien von ca. 3000 km Luftlinie. Ohne die Leitungen der Länder der ehemaligen Sowjetunion hat das kontinentaleuropäische Verbundnetz eine Länge von rund 25.000 km.

Das deutsche Gasleitungsnetz hat eine Gesamtlänge von ca. 280.000 km. Die typischen Transportentfernungen liegen in einem Bereich von 100 bis 500 km; die Antriebsgasverbräuche liegen bei ca. 0,4% der jährlich durchgesetzten Erdgasmenge. Die Transportentfernungen liegen in einem Bereich von 50 bis 100 km, wofür in der Regel keine weitere Zwischenverdichtung erforderlich ist.

Die Erdgasimportverträge zwischen den Ferngasgesellschaften und Förderfirmen erlauben nur geringe Schwankungen hinsichtlich der zu liefernden Gasvolumina und Leistungen. Demgegenüber ist der Gasverbrauch von temperaturspezifischen saisonalen sowie tageszeitlichen Schwankungen abhängig. Der Ausgleich zwischen Gasbezug sowie Gasabsatz wird über Speicher geregelt. Da es sich hierbei um große Gasmengen handelt, kommen als Speichertechniken nur Untertagespeicher in Frage. In Deutschland kommen lediglich Salzkavernen sowie Porenspeicher zum Einsatz. 1993 wurden in Deutschland 11 Kavernenspeicheranlagen mit einem geometrischen Gesamtvolumen von ca. 22 Mio. m³ und einem entsprechenden Gesamtarbeitsgasvolumen von ca. 3,3 Mrd. m³ (V_n) betrieben. Ca. 16 Untertagespeicher in Aquifern und Erdöl/Erdgaslagerstätten mit einem Gesamtvolumen von ca. 5,7 Mrd. m³ wurden 1993 in Deutschland betrieben. Faßt man die speicherbaren Gesamtarbeitsvolumen zusammen, so beträgt der Anteil ca. 10 % des gesamten deutschen Gasaufkommens. /Schmidt et al. 1994/

3.2 Sekundärenergieträger

3.2.1 Elektrizität

Mit Ausnahme der letzten Jahre hat der Stromverbrauch in Deutschland stetig zugenommen, sein Anteil am Endenergieverbrauch betrug 1993 ca. 16,7 % und ist somit ähnlich hoch wie der Anteil leichten Heizöls. Im Jahre 1994 betrug das gesamte Stromaufkommen in Deutschland 562 TWh, hiervon wurden 93 % in Deutschland erzeugt, während der Rest importiert wurde. Der Transport sowie die Verteilung des Stroms erfolgt über ein komplexes vermaschtes System von Leitungen, daß nach Spannungsebenen (Bild 2) gegliedert ist:

- Höchstspannungsleitungen (größer 150 kV)
- Hochspannungsleitungen (60 bis 150 kV)
- Mittelspannungsleitungen (1 bis 60 kV)
- Niederspannungsleitungen.

Der Anteil der Netzverluste (über alle Spannungsebenen, incl. Transformation) am öffentlichen Bruttostromverbrauch beträgt in den alten Bundesländern ca. 4,6 %. /BMWi 1996/

Höchstspannungsleitungen werden in Deutschland mit Spannungen von 380 kV oder 220 kV betrieben und übertragen elektrische Energie von den Großkraftwerken zu den in Verbrauchernähe befindlichen Umspannanlagen. Die Höchstspannung wird auf 110 kV transformiert und die elektrische Energie wird zu Großabnehmern oder den Umspannanlagen von Städten weitergeleitet. Über Mittelspannungsleitungen wird die elektrische Energie (10 kV) in die Stadtbezirke bzw. ländliche Gebiete weiterverteilt, bevor sie dem Verbraucher über das Niederspannungsnetz (400/230 V) zugeleitet wird (Bild 2). Die gesamte Netzlänge (Freileitungen und Kabel) lag 1994 bei ca. 1,5 Mio. km. Der Hauptanteil der Stromkreislängen entfällt hierbei auf das Niederspannungsnetz mit ca. 61 % (Bild 3).

Unter Stromtransport wird der Transport elektrischer Energie über mehrere hundert Kilometern verstanden. Das geschieht in der Bundesrepublik flächendeckend über ein sogenanntes Verbundnetz, das das wesentliche Element der deutschen Stromversorgung ist. Das Verbundnetz besteht aus der Zusammenschaltung mehrerer Übertragungsnetze. Die mittlere Transportentfernung liegt bei ca. 80 km. Die großen Vorteile eines Verbundnetzes bestehen in dem gebietsbezogenen und zeitlichen Last- und Erzeugungsausgleich sowie der kostengünstigen Reservestellung nicht verfügbarer Kraftwerke.

Unter gebietsbezogenen Last- und Erzeugungsausgleich wird die unterschiedliche regionale Stromnachfrage verstanden, die je nach Zusammensetzung der Verbrauchergruppen stark variieren kann. Darüber hinaus bestehen zeitliche Unterschiede der Stromnachfrage. Die zeitliche Auflösung reicht hierbei bis in den Sekundenbereich. Jahreszeitliche Schwankungen treten nicht nur auf der Verbraucher- sondern auch auf der Erzeugerseite auf. So ist beispielsweise die Stromproduktion von Laufwasserkraftwerken in den Sommer- und Herbstmonaten zum Teil erheblich eingeschränkt. Der Ausfall eines Kraftwerkes läßt sich mit einem Verbundnetz, das über freie Übertragungskapazität verfügt und an dem eine Vielzahl von Kraftwerksblöcken angeschlossen sind, relativ einfach kompensieren. D.h. durch ein Verbundnetz erhöht sich die Versorgungssicherheit und zum anderen muß weitaus weniger Reservekapazität vorgehalten werden, als dies bei einer isolierten Versorgung der Fall wäre.

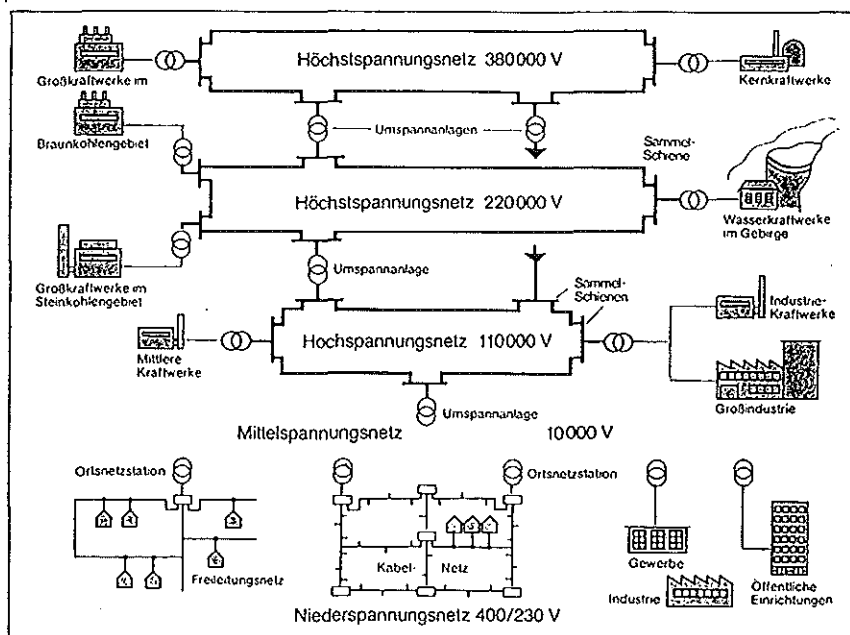


Bild 2: Schematischer Aufbau von Spannungsebenen /RWE 1991/

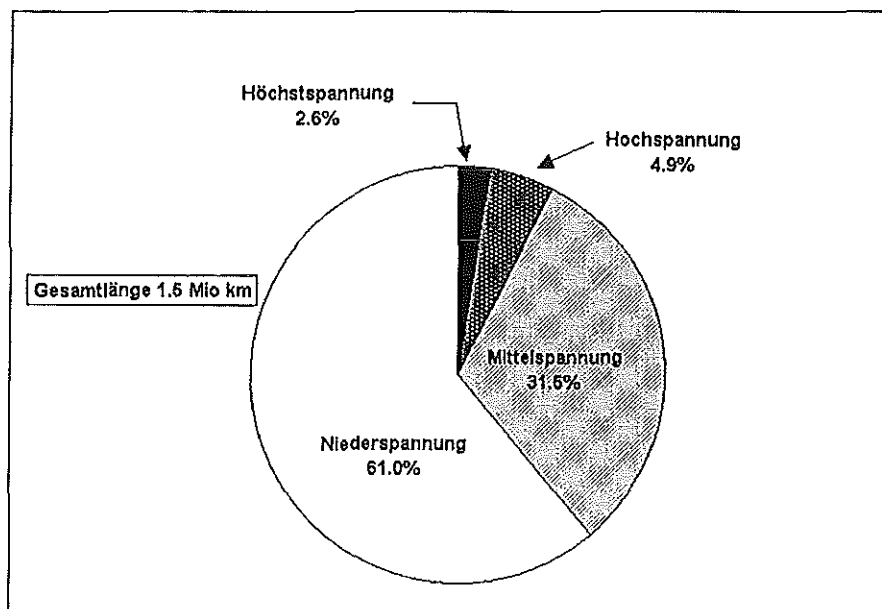


Bild 3: Stromkreislängen in Deutschland 1994 /BMWi 1996/

Letzteres bewirkt eine Reduktion der Stromkosten. Die Vorteile eines Verbundnetzes bestehen nicht nur national sondern auch international. In Westeuropa existieren insgesamt 3 Verbundsysteme, die wiederum miteinander verbunden sind. Dies ist die NORDEL (Norwegen, Schweden, Finnland, Dänemark) das englische Verbundsystem sowie das Netz der UCPTE (Union für die Koordinierung der Erzeugung und des Transports elektrischer Energie). Die UCPTE umfaßt zwölf Mitgliedsstaaten und gehört mit einer installierten Kraftwerksleistung von ca. 380 GW zu den größten Verbundsystemen der Welt (Bild 4, Tabelle 6).

	P_{inst}	W_{prod}	P_{max}
UCPTE	392 GW	1534 TWh	240 GW
IPS	167 GW	661 TWh	105 GW
UPS	189 GW	945 TWh	141 GW
NORDEL	86 GW	347 TWh	51 GW
GB	70 GW	302 TWh	55 GW

Tabelle 6: Leistungen und Arbeit verschiedener Verbundsysteme
/Haubrich et al. 1994/

Neben den westlichen Verbundsystemen bildeten sich in Osteuropa 2 Systeme /Gattinger et al. 1992/. Dies war das IPS-System (Interconnected Power System), das alle ehemaligen Ostblockstaaten sowie Teile der ehemaligen Sowjetunion umfaßte sowie das Verbundsystem der ehemaligen UdSSR. Der Zerfall des Ostblocks hatte ebenfalls Auswirkungen auf die osteuropäischen Verbundsysteme. So ist Ende 1995 das Versorgungsgebiet der ehemaligen DDR aus dem IPS-Verbund ausgeschieden und an das UCPTE-Netz angeschlossen worden. Darüber hinaus haben sich Polen, Ungarn, die Tschechische Republik sowie die Slowakische Republik zu einem neuen Verbund (CENTREL) zusammengeschlossen. Übergeordnetes Ziel ist der Anschluß an das Netz der UCPTE.

Die UCPTE hat sich zum Ziel gesetzt, die Stromerzeugungs- sowie Übertragungsanlagen in ihrem Netz optimal einzusetzen sowie den internationalen Stromaustausch zu erleichtern und zu fördern. Hintergrund ist die Gewährleistung einer sicheren und kostengünstigeren Stromversorgung. Dies stellt hohe Anforderungen an jedes Energieversorgungsunternehmen (EVU). So halten die EVU für die Netzregelung schnell mobilisierbare Leistungsreserven vor, die es ermöglichen, die Systemleistung in fünf Sekunden um 1,25 % zu erhöhen und in 30 Sekunden um 2,5 % zu erhöhen. Damit ist es möglich, einen plötzlichen Leistungsausfall bis zu

2,5 GW ohne Abschaltung von Verbrauchern zu bewältigen. Darüber hinaus sind von den Betreibern Vorkehrungen zur Sekundärregelung (Ausregelung von Abweichungen zur Sollfrequenz) zu treffen. Da die Hauptaufgaben der UCPTE in der Leistungs- und Frequenzregelung bestehen, sind die ausgetauschten Strommengen relativ gering. Netto betrachtet ist die deutsche Bilanz fast ausgeglichen. Insgesamt beliefen sich die Stromimporte für das Jahr 1993 in die Bundesrepublik auf ca. 33,7 TWh, während die Exporte 32,9 TWh betrugen.

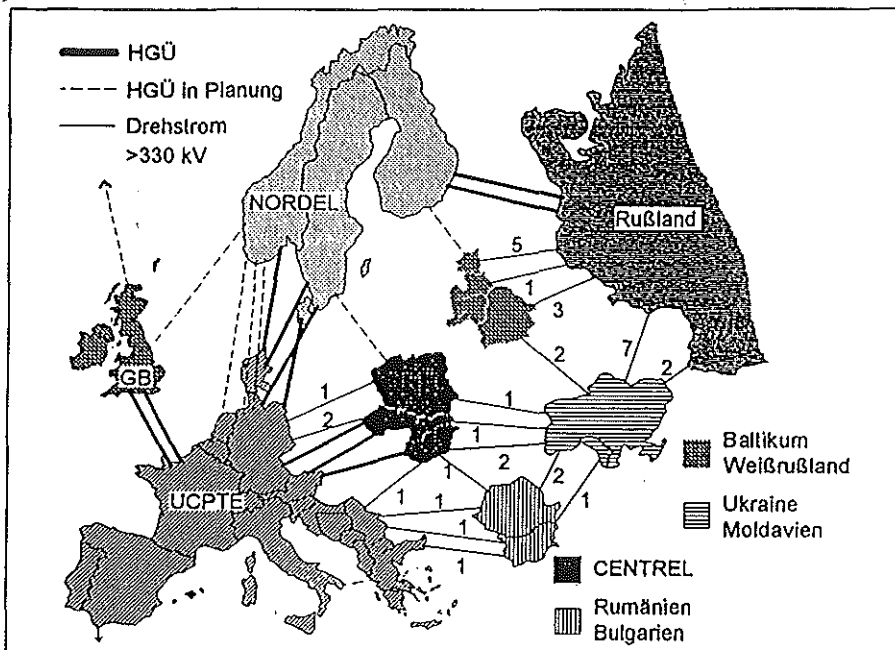


Bild 4: Europäische Verbundsysteme /Haubrich et al. 1994/

Schätzungen /Brumshagen 1994/ gehen davon aus, daß durch den UCPTE-Verbund ca. 5 % (ca. 20 GW) der gesamten installierten UCPTE-Kraftwerksleistung eingespart werden (Zum Vergleich: Dies entspricht in etwa der installierten Leistung aller deutschen Steinkohlekraftwerke)

Gegenüber den westeuropäischen Verbundsystemen bestand die Aufgabe des osteuropäischen Verbundes darin, die einzelnen Mitgliedsstaaten mit Strom zu beliefern. Hierbei spielte die

ehemalige Sowjetunion eine zentrale Rolle als Stromexporteur. Aufgrund der unterschiedlichen Aufgabenstellung der beiden Verbundsysteme sind im osteuropäischen Verbund lediglich Maßnahmen zur Frequenzregelung durch russische Kraftwerke vorgesehen. Eine automatische Sekundärregelung gibt es nicht, diese wird manuell (per Telefon) vorgenommen. Wegen nicht ausreichender Reservekapazitäten wurden Leistungsdefizite oft durch drastische Frequenzabsenkungen ausgeglichen. Für den Normalbetrieb werden weit höhere Frequenzschwankungen in Kauf genommen als dies im westeuropäischen Verbundsystem der Fall ist, wo nur ganz geringe Abweichungen von der Sollfrequenz zugelassen werden.

Eine Zusammenschaltung der west- sowie osteuropäischen Verbundsysteme ist aufgrund der unterschiedlichen Aufgaben technisch nur schwer möglich. Die meisten bestehenden Netzverbindungen sind Verbindungen, die im Richtbetrieb gefahren werden. Ausnahmen sind die HGÜ²-Kurzakupplungen Dürnrohr (Österreich/Slowakei), Etzenricht (Deutschland/Slowakei) sowie Wien-Südost (Österreich/Ungarn), mit denen Drehstromnetze unterschiedlicher Netzfrequenzen gekoppelt werden können. Insgesamt beträgt die Übertragungskapazität 1750 MW. Die Gleichstromkurzakupplung verbindet beide Netze über eine Gleichstrombrücke. Die unterschiedliche Frequenzstabilität spielt dabei keine Rolle, da der Drehstrom des einen Netzes erst in Gleichstrom und wieder in Drehstrom des anderen Netzes umgewandelt wird. Die Gleich- und Wechselrichtung erfolgt mit Thyristoren. Neben den vielen Vorteilen, die eine HGÜ bietet, besteht ihr Nachteil darin, daß sie mit hohen Investitionskosten behaftet ist.

Trotz HGÜ-Verbindungen ist ein Stromtransport nach Osteuropa mit erheblichem Aufwand verbunden, wie die 1990 von der Bundesrepublik an Rumänien erfolgten Strom-“Winterhilfen“ eindrucksvoll dokumentierten, die über Teilnetzaufschaltung und Richtbetrieb realisiert wurden und an denen mehrere Länder (Österreich, Slowakei, Ungarn, ehem. Jugoslawien) beteiligt waren (Bild 5).

² Hochspannungsgleichstrom-Übertragung

Einbindung der neuen Bundesländer in das UCPTE-Netz

Seit dem 13.9.1995 ist das Netz der neuen Bundesländer dem westdeutschen Netz und somit auch dem UCPTE-Netz parallelgeschaltet. In nur 5 Jahren wurden die Voraussetzungen geschaffen, die einen Anschluß an das UCPTE-Netz ermöglichen. Bereits 1994 wurde das West Berliner Netz (11 GW) mit dem ostdeutschen Netz (61 GW) über eine Hochspannungsleitung verbunden. /Schnug 1996/. Um langfristig eine ausreichende Stabilität zu gewährleisten, sind hierzu vier Verbundleitungen zwischen den alten und neuen Bundesländern erforderlich:

- 380 kV Doppelleitung (Lübeck/Siems - Görries - Güstrow) Stand: Derzeit im Bau
- 380 kV Doppelleitung (Helmstedt - Wolmirstedt) Stand: Seit 1989 teilweise Richtbetrieb durch das Kraftwerk Offleben.
- 380 kV Doppelleitung (Mecklar - Vieselbach) Stand: Fertiggestellt
- 380 kV Doppelleitung (Redwitz - Remptendorf) Stand: Fertiggestellt

Aufgrund der mit dem Bau neuer Netze verbundenen genehmigungsrechtlichen Probleme, erfolgt derzeit die Kopplung beider Netze über nur 3 Hauptleitungen. Bei der Aufnahme des Parallelbetriebes wurde folgendermaßen vorgegangen:

1. Vorhandene Kuppelleitungen mit Polen und der ehemaligen CSFR wurden abgetrennt.
2. Das ostdeutsche Netz wurde für kurze Zeit als Inselnetz betrieben und durch Erhöhen bzw. Senken der Kraftwerksleistung mit dem UCPTE-Netz synchronisiert.
3. Nacheinander Zuschalten der Verbundleitungen zum UCPTE-Netz

Die relativ problemlose Anbindung der neuen Bundesländer an das westdeutsche und somit UCPTE-Netz kann nicht als Vorbild auf andere osteuropäische Länder übertragen werden, die eine Anbindung an das UCPTE-Netz wünschen. Die ehemalige DDR besaß im VES-Verbund eine relativ autarke Lastdeckung (lediglich ca. 1,8 % des Strombedarfs kamen 1988 aus der Sowjetunion), war kein wichtiger Transporteur aufgrund ihrer geographischen Randlage, hatte ein relativ stabiles Netz und nahm somit eine Sonderrolle unter den VES-Mitgliedsstaaten ein, deren Importabhängigkeit von der Sowjetunion sehr viel ausgeprägt war und ist.

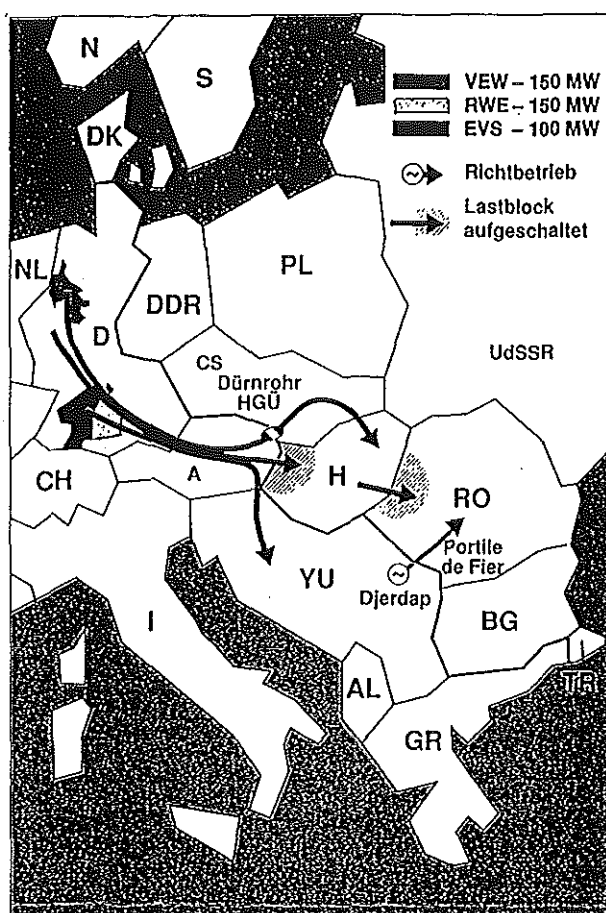


Bild 5: 400-MW-Lieferung an Rumänien im Januar/Februar 1990 /Straßburg 1991/

Einbindung anderer osteuropäischer Länder in das UCPTE-Netz

Die nächste Erweiterung des UCPTE-Netzes wird der Anschluß der CENTREL-Länder (42 GW) sein. Nach Schaffung der notwendigen Voraussetzungen für die Primär- und Sekundärregelung wurde 1995 mit dem probeweisen Parallelbetrieb beider Netze begonnen. Bereits 1993 wurde das Netz der CENTREL-Länder aus dem osteuropäischen Verbund entkoppelt. Derzeit ist die Bundesrepublik Deutschland über 3 Leitungen mit dem CENTREL-Netz verbunden.

Zukünftige Entwicklungen

Diskutiert werden momentan eine Vielzahl von Verbundnetzerweiterungen und es wird untersucht, ob dies technisch machbar sowie wirtschaftlich sinnvoll ist. Probleme werden bei der Spannungsführung und insbesondere bei der Kommunikation gesehen. Vorteile erhofft man sich durch die jahres- und tageszeitliche Lastvergleichmäßigung. In großen Netzen, wie z.B. dem UPS-Netz beträgt die Zeitzonendifferenz ca. 7 Stunden. D.h. Spitzenlast müßte in einem Gebiet nicht mit hohen Kosten erzeugt sondern könnte aus der Mittellast des Nachbarn entnommen, der sich wiederum der Grundlast des nächsten Nachbarn bedient /Haubrich et al. 1994/.

Ost-West-Verbindung

Momentan wird eine Ost-West-Hochleistungsverbindung hinsichtlich des Trassenverlaufs, der technischen Auslegung, rechtlicher Probleme sowie der Investitionskosten untersucht. Die Verbindung soll von Borken über Warschau, Minsk bis Smolensk laufen. Die momentanen Untersuchungsergebnisse laufen auf eine HGÜ-Mehrpunktverbindung hinaus; eine 750 kV Drehstromverbindung hat wirtschaftliche wie technische Nachteile. Die rd. 1800 km lange Verbindung hätte im Erstausbau eine gesicherte Übertragungsleistung von 2000 MW und würde ca. $2 \cdot 10^9$ DM kosten. Die Übertragungsverluste würden bei ca. 10 % liegen. Gründe für den Bau einer solchen Verbindung, die fünf Partner zusammenschließen würde, sind Reservevorhaltung sowie Spitzenlastlieferungen. Momentanes Problem ist, daß entsprechende Kraftwerkskapazität hierfür nicht vorhanden ist. Für den Bau einer solchen Verbindung bzw. die Schaffung notwendiger Voraussetzungen wird ein Zeitraum von 10 bis 20 Jahren veranschlagt. Interessant sind die weiteren Zukunftsperspektiven: Durch den Bau einer solchen Verbindung sowie dem Ausbau des russischen Netzes wäre ein Zugang zu den Wasserkraftwerken Sibiriens möglich.

Ähnliche Überlegungen eines Stromferntransports gibt es für einen Stromverbund zwischen Asien und Amerika bzw. zwischen Europa und Afrika. /Haubrich et al. 1994/

3.2.2 Fernwärme

Ungefähr 8 - 9 % des gesamten Wohnungsbestandes der alten Bundesländer wird derzeit mit Fernwärme versorgt. Der vergleichbare Anteil in den neuen Bundesländern wird derzeit auf 18 bis 20 % geschätzt. Der Fernwärmeanteil am gesamten deutschen Endenergieverbrauch lag 1994 bei rd. 4 %. Differenziert man nach alten und neuen Bundesländern betragen die Anteile 2,7 % bzw. 11,3 %. Die Wärmenetzeinspeisung³ lag 1994 bei ca. 341 PJ; hiervon entfielen ca. 62 % auf Kraftwärmekopplungsanlagen (KWK). Die Wärme wurde in 416 Anlagen mit KWK und 1185 Anlagen ohne KWK erzeugt. Insgesamt wurden 1254 Netze, davon 1080 Wassernetze und 174 Dampfnetze, betrieben. Die gesamte Trassenlänge betrug 15.556 km. /AGFW 1996/

Bild 6 zeigt die Entwicklung der Fernwärme in den alten Bundesländern. Gegenüber 1975 hat sich die gesamte Netzlänge mehr als verdoppelt. Der Anschlußwert ist seit 1975 um mehr als 60 % angestiegen, während die Wärmeengpaßleistung um ca. 40 % gestiegen ist. Die Zahlen verdeutlichen, daß beim Fernwärmeausbau die Netzverdichtung in diesem Zeitraum eine besondere Rolle spielte. Die Fernwärme unterliegt einem Wettbewerb mit anderen Wärmeversorgungssystemen, und es müssen bei der Planung bzw. betriebswirtschaftlichen Kalkulation eines Fernwärmesystems marktwirtschaftliche Kriterien zugrundegelegt werden. Gegenüber der Etablierung anderer Wärmeversorgungssysteme ist die Fernwärme in einigen Punkten benachteiligt. Neben den hohen Anfangsinvestitionen, die für den Aufbau eines Fernwärmesystems erforderlich sind, erfolgt der Anschluß von Gebäuden nur sukzessive und der Ausbau zu größeren Netzen erfolgt nicht schlagartig. Letzteres wird oftmals auch mit dem Begriff „Anlaufverluste“ bezeichnet und stellt ein Hemmnis für den Fernwärmeausbau dar. Als Reaktion auf die sogenannten Ölpreiskrisen in den 70er und 80er Jahren wurden von der Bundesregierung Subventionsprogramme zur Förderung energiesparender Maßnahmen initiiert. In diesem Rahmen wurde auch der Fernwärmeausbau bis 1989 massiv unterstützt. Die getätigten Zuschüsse und Subventionen aller Förderprogramme lagen bei ca. 4 Mrd. DM. Insgesamt wurden hiermit Investitionen in Höhe von ca. 36 Mrd. DM für den Bau von Erzeugungsanlagen und Netzen angestoßen.

³ AGFW-Unternehmen (96 % aller Fernwärmunternehmen)

Allerdings muß festgestellt werden, daß die in den siebziger Jahren prognostizierten Potentiale bei weitem nicht erreicht wurden./vgl. Zühlke 1992, Winkens 1992/ Die wichtigsten Gründe hierfür sind ausschließlich wirtschaftlicher Art:

- Fernwärme muß sich an einem etablierten Markt gegen die Hauptkonkurrenten Öl und vor allem Gas durchsetzen. Die Wirtschaftlichkeit der Fernwärme hängt somit stark von den Öl- und Gaspreisen ab, die in den letzten Jahren äußerst niedrig waren. Fernwärme stellt eine echte Alternative dar, wo dem Kunden ein anlegbarer Marktpreis dargeboten werden kann.
- Die Kapitalkosten durch zu hohe Investitionen sind aus den erzielbaren Erlösen nicht zu decken.
- Die Anlaufzeit beim Neuaufbau einer Fernwärmeversorgung wurde unterschätzt. D.h. die durch die Anlaufzeit bedingten Barwertverluste können durch die Überschüsse späterer Jahre nicht kompensiert werden.

Ein Fernwärmesystem besteht aus den Komponenten Erzeuger (Heizkraftwerk oder/und Heizwerk, Abwärmeauskopplung aus Industrieanlagen), dem Verteilungssystem (Transportleitungen, Pumpen, Druckhaltesystem, Zusatzwasseraufbereitung) sowie der Abnehmeranlage (Hausübergabestation). Über das Verteilungsnetz wird das Wärmemedium (Heißwasser, Dampf) an den Verbraucher weitergeleitet. Das Verteilungsnetz kann oberirdisch (alte Länder 18 %) oder unterirdisch (alte Länder 82 %) verlaufen. In der Regel ist das Verteilungsnetz als Zweileitersystem konzipiert. Über einen Vorlaufstrang wird das Heizmedium zum Verbraucher transportiert. Nach Abgabe der Wärme beim Verbraucher wird das abgekühlte Heizmedium über eine Rücklaufleitung zum Wärmeerzeuger zurücktransportiert. Prinzipiell unterscheidet man zwischen Dampf- und Heißwassernetzen. Gegenüber Dampfnetzen bieten Heißwassernetze u.a. den Vorteil, daß die Fernwärme im Heizkraftwerk mehrstufig erzeugt werden kann. Darüber hinaus ist keine Kondensatwirtschaft notwendig, die Wärmeverluste sind geringer und die Regelung ist einfacher. Dampfnetze können dann von Vorteil sein, wenn Prozeßdampfverbraucher in das Fernwärmesystem integriert werden und somit zur besseren Auslastung des kapitalintensiven Fernwärmetransport- und Verteilsystems beitragen können. /Hakansson 1973/

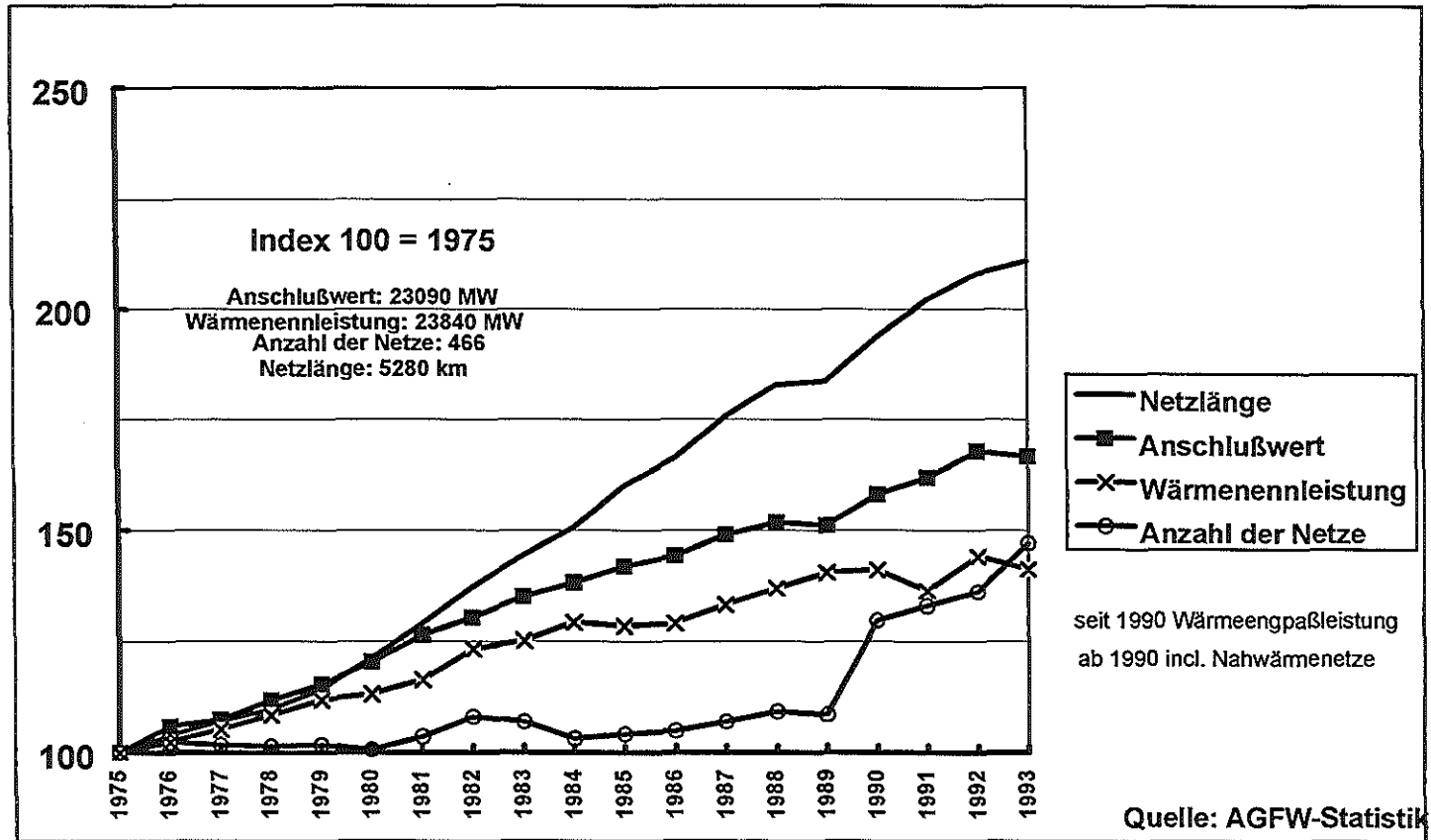


Bild 6: Entwicklung der Fernwärme in den alten Bundesländern

Bezogen auf die Netzeinspeisung werden die Netzverluste für alle Fernwärmeleitungen der Bundesrepublik im Durchschnitt mit 10 - 11 % angegeben. Die jährliche Statistik der Arbeitsgemeinschaft Fernwärme /AGFW 1995/ enthält detaillierte Angaben zu Netzverlusten, differenziert nach Betreibern. Die Bandbreite der Verluste liegt zwischen 4 bis 20 % der jeweils eingespeisten Wärme. Zu ähnlichen Ergebnisse gelangt eine Studie /Winkens 1994/, in der u.a. Netzverluste in Abhängigkeit unterschiedlicher Siedlungstypen erhoben wurden. Aufgrund der durch die jeweiligen Wärmedichten unterschiedlichen Netzkonzeptionen (Haupt-, Mittel-, Unterverteilung) und -längen liegen die Verluste in einem Bereich von 4 (Stadtkerne) bis ca. 23 % (offene Siedlung).

3.2.3 Wasserstoff

Vor dem Hintergrund der begrenzten fossilen Energieträgerressourcen wird den nichtfossilen Energieträgern (Wasserkraft, Kernenergie, Solar, Wind) längerfristig eine große Bedeutung zukommen. Die Regionen, in denen große Potentiale nichtfossiler Energieträger gesehen werden, liegen in der Regel weit entfernt von den Verbraucherzentren. Zur Nutzung dieser Potentiale sind daher Energieträger notwendig, die über gute Speicher- und Transporteigenschaften verfügen. Prinzipiell bestehen zur Nutzung dieser Potentiale folgende Optionen:

- Herstellung energieintensiver Produkte an Ort und Stelle
- Erzeugung von Strom und direkte Fortleitung über Stromtransportleitungen
- Umwandlung des Stromes in einen transportablen und speicherbaren chemischen Energieträger (H_2 gasf., H_2 fl., Methanol etc.) sofern die beiden zuvor genannten Möglichkeiten nicht machbar oder unwirtschaftlich sind.
- Direkte Erzeugung von Wasserstoff und Fortleitung über Pipelines

Die Wahl einer Option bzw. einer Kombination von Möglichkeiten hängt nicht zuletzt auch von den Bedürfnissen der Endverbraucher ab, die je nach Anwendungszweck einen bestimmten Energieträger oder eine gewünschte Energieform nachfragen. Ein Umstieg auf eine

wasserstoffbasierte Energiewirtschaft setzt natürlich auch das Vorhandensein der notwendigen Umwandlungs- sowie Anwendungstechnologien voraus.

Wasserstoff verfügt über gute Nutzungseigenschaften und könnte in vielen Fällen die Aufgabe der heute eingesetzten fossilen Energieträger übernehmen. So könnte gasförmiger Wasserstoff zur Wärmebereitstellung oder flüssiger Wasserstoff als Treibstoff eingesetzt werden. Daneben ist Wasserstoff auch ein wichtiger Chemierohstoff. Eine andere Möglichkeit besteht darin, Wasserstoff chemisch (auch reversibel) in Form von Methanol, Ammoniak oder Methylcyclohexan zu binden und diese Produkte direkt zu nutzen oder eine Dehydrierung durchzuführen. /Nitsch 1990, Roessler et al. 1994/

Gasförmiger H₂-Transport

Der Transport gasförmigen Wasserstoffs ist eine schon seit langem erprobte Technologie. So betreibt die HÜLS AG ein größeres Verbundnetz, das eine Gesamtlänge von ca. 210 km umfaßt (Betriebsdruck 22 bar, Durchmesser 100 bis 300 mm, Durchsatz $250 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{a}$). Pipelines, mit denen ein Wasserstofftransport möglich ist, gibt es derzeit nicht. Der Aufbau einer solchen Pipeline ist vergleichbar mit dem einer Erdgaspipeline. D.h. zur Verdichtung müßten ebenfalls Turbokompressoren eingesetzt werden, deren Antriebsaggregate ihren Treibstoff direkt aus der Gasleitung beziehen. Des weiteren sind Rohrdurchmesser, Betriebsdruck sowie Anzahl der Verdichterstationen weitere entscheidende Parameter. Bezogen auf Volumen liegt der Heizwert von Wasserstoff um einen Faktor 3,3 geringer als der des Erdgases. Bei gleicher Energietransportleistung wäre gegenüber Erdgas eine um den gleichen Faktor höhere Verdichterleistung erforderlich. Bezieht man den Verdichtungsprozeß in die Überlegungen mit ein, liegt der für den Antrieb der Verdichtungsaggregate erforderliche Energieaufwand um den Faktor 3,5 - 4 höher. Schätzungen /Nitsch 1990/ gehen davon aus, daß die Transportkosten gegenüber Erdgas um den Faktor 1,5 höher liegen.

Ein weiterer Aspekt, den es zu beachten gilt, ist die Anhebung des Wasserstoffdruckes vom Elektrolyseur auf den Betriebsdruck der Pipeline. Für die Erhöhung eines unter Atmosphärendruck hergestellten H₂ auf einen Betriebsdruck von 80 bar wären etwa 25 % der einzuspeisenden Menge erforderlich. D.h. für die Herstellung des H₂ müßte eine Druckelektrolyse verwendet werden, mit der Wasserstoff auf ein Druckniveau von ca. 30 bar

bereitgestellt werden könnte. Hierdurch würde der Energieverbrauch der Antriebsaggregate auf 4 - 5 % der einzuspeisenden Menge reduziert.

Eine Nutzung des bestehenden Erdgastransportsystems für den Transport von reinem Wasserstoff dürfte einen erheblichen Umrüstungsaufwand erfordern. So ist beispielsweise ungeklärt, wie die für Erdgaspipelines verwendeten Materialien auf die Beaufschlagung von Wasserstoff reagieren. Eine andere Möglichkeit ist die H₂-Beimischung von Erdgas. Dies ist bis zu 5 %-Vol. ohne Modifikation der bestehenden Rohrinfrastruktur möglich.

Flüssiger H₂-Transport

Wie bereits beim flüssigen Erdgas, könnte es unter bestimmten geographischen Bedingungen attraktiv sein, Wasserstoff zu verflüssigen und per Schiff zu transportieren. Allerdings sind hierfür andere Tankerkonzepte als für den Transport von LNG zu wählen, da die H₂-Verflüssigungstemperatur bei etwa 20 K (i.N.) liegt. (zum Vergleich: Erdgas 112 K) Großes Problem ist die Vermeidung von Verdampfungsverlusten, die eine besondere Bauform der LH₂-Tanks erfordern. Die größten Verlusten treten bei der Schiffsbeladung auf und werden auf ca. 10 % geschätzt. Demgegenüber liegen die Verdampfungsverluste während des Transports bei 2-3%. Derzeit werden verschiedene Schiffsbau- Terminalkonzepte diskutiert.
/Wurster 1990/

4. Literatur

AGFW 1996

Kröhner P., Ruppert K.: Hauptbericht der Fernwärmeversorgung 1994. Fernwärme International-FWI, Jg. 24(1996) Heft 7/8, S. 450 - 458

BMWi 1996

Die Elektrizitätswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 1994. 46. Statistischer Jahresbericht des Referats Elektrizitätswirtschaft im Bundesministerium für Wirtschaft. VWEW-Verlag, Frankfurt am Main, März 1996

Brumshagen 1994

Brumshagen H.: Entwicklungen zum gesamteuropäischen Stromverbund. Vortrag am 12.10.1994 im Rahmen der VDI-Tagung 'Global Link', Essen 1994

Edwin 1978

Edwin K.W.: Energietransport zur Versorgung mit elektrischer Energie-Aufgabe im Spannungsfeld sich widersprechender Forderungen. Elektrizitätswirtschaft, Jg.77(1978), Heft 1, S.4-6

Escher 1994

Escher, G.: Möglichkeiten und Grenzen des Transportes bei Erdöl und seinen Produkten. VDI Berichte 1129 'Global Link - Interkontinentaler Energieverbund' S.73-100. VDI-Verlag GmbH, Düsseldorf 1994

Ewers et al. 1996

Ewers J., Joppich H., Oberthür C., Schiffer H.-W.: Welthandel mit Steinkohle. Rheinbraun AG (Hrsg.), März 1996

Gattinger et al. 1992

Gattinger M., Halbritter J., Müller W., Muschick E., Reichel W.C., Voigtländer P.: Stromerzeugung und Stromverbrauch-Verbundnetze. Siemens AG, Abt. Verlag 1992

Hakansson 1973

Hakansson K.: Handbuch der Fernwärmepraxis. Vulkan-Verlag Essen 1973

Hartmann et al. 1994

Hartmann T., Glaunsinger W.: Primärenergietransport versus Stromübertragung über größere Entfernungen. Elektrizitätswirtschaft Jg. 93 (1994), Heft 14, S.782-786

Haubrich et al. 1994

Haubrich H.-J., Heinz D., Müller H.C., Brumshagen, H.: Entwicklungen zum gesamteuropäischen Stromverbund. VDI Berichte 1129 'Global Link - Interkontinentaler Energieverbund' S.251-270. VDI-Verlag GmbH, Düsseldorf 1994

Koch et al. 1978

Koch H., Ehlert J.: Energiewirtschaftlicher Vergleich alternativer Möglichkeiten des Energietransportes. Elektrizitätswirtschaft, Jg.77(1978),Heft 1, S.7-19

Krapp 1994

Krapp R.: Schiffe und Tanks für den Transport von Flüssigwasserstoff im internationalen Energieverbund. VDI Berichte 1129 'Global Link - Interkontinentaler Energieverbund' S.159-174. VDI-Verlag GmbH, Düsseldorf 1994

Nitsch 1990

Nitsch J.: Ferntransport und Verteilung von gasförmigen Wasserstoff. Energie und Klima Band 6 'Energiespeicherung und Energiesysteme, S.484-494, Economica Verlag GmbH, Bonn 1990

Recknagel et al. 1994

Recknagel H., Fasold H.-G.: Möglichkeiten und Grenzen des Gastransportes. VDI Berichte 1129 'Global Link - Interkontinentaler Energieverbund' S.55-72. VDI-Verlag GmbH, Düsseldorf 1994

Roesler et al. 1994

Roesler R., Zittel W.: Wasserstoff als Energieträger: Wasserstoffherzeugung, Wasserstoffeinsatz im Kraftwerkssektor, Wasserstoffspeicherung, -transport und -verteilung, Wasserstoff-Verflüssiger, H₂/O₂-Dampferzeuger. Ikarus - Instrumente für Klimagas-Reduktionsstrategien Bericht 4-12, Forschungszentrum Jülich (Hrsg.), Jülich 1994

Ruhrgas 1994

Ruhrgas AG (Hrsg.): Grundzüge der Erdgaswirtschaft. Essen 1994

RWE 1991

RWE AG (Hrsg.): Übertragung und Verteilung der elektrischen Energie. 4. überarbeitete Auflage, Essen 1991

Schiffer 1996

Schiffer, H.-W.: Deutscher Energiemarkt '95. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 46. Jg. (1996) Heft 3, S. 150-163

Schmidt et al. 1994

Schmidt T., Götzen P.: Unterirdische Speicherung von Erdgas in Salzkavernen und Porenspeichern. VDI Berichte 1129 'Global Link - Interkontinentaler Energieverbund' S.101-1120. VDI-Verlag GmbH, Düsseldorf 1994

Schnug 1996

Schnug, A., Stachus, K., Wegner, B.: Elektrizitätswirtschaft. Brennstoff Wärme Kraft Bd. 48(1996) Nr.4, S. 62-37

Straßburg 1991

Straßburg W.: Stromverbund für Gesamteuropa ?. StromTHEMEN EXTRA NR. 54, Dezember 1991

Voß et al. 1994

Voß A., Wiese A., Kaltschmitt, M.: Technische, ökonomische und ökologische Aspekte eines „Global Link“. VDI Berichte 1129 'Global Link - Interkontinentaler Energieverbund' S.195-214. VDI-Verlag GmbH, Düsseldorf 1994

Winkens 1992

Winkens H.-P.: Die Fernwärmepotentiale der Bundesrepublik Deutschland (alte Bundesländer) im Vergleich von Studien. VDI-Berichte Nr. 986 'Fernwärme in Ost-Deutschland', S. 15-30, VDI-Verlag Düsseldorf 1992

Winkens 1994

Winkens H.-P.: Fernwärmespeicherung, -transport und -verteilung. Ikarus - Instrumente für Klimagas-Reduktionsstrategien Bericht 4-15, Forschungszentrum Jülich (Hrsg.), Jülich 1994

Wurster 1990

Wurster R.: Wasserstoffverflüssigung, -transport und -verteilung. Energie und Klima Band 6
'Energiespeicherung und Energiesysteme, S.497-506, Economica Verlag GmbH, Bonn 1990

Wurster 1994

Wurster R.: Randbedingungen und Systemaspekte für Transport und Speicherung von Wasserstoff. VDI Berichte 1129 'Global Link - Interkontinentaler Energieverbund' S.141-158.
VDI-Verlag GmbH, Düsseldorf 1994

Ziesing 1994

Ziesing, H.-J.: Vorkommen der Primärenergien und regionale Verteilung. VDI Berichte 1129
'Global Link - Interkontinentaler Energieverbund' S.17-38. VDI-Verlag GmbH, Düsseldorf
1994

Zühlke 1992

Zühlke H.: Stand, Entwicklung und Wirtschaftlichkeit der Fernwärme in Deutschland. VDI-
Berichte Nr. 986 'Fernwärme in Ost-Deutschland', S. 1-14, VDI-Verlag Düsseldorf 1992

Elektrische Netze

G. Krost

Gerhard Mercator Universität GH Duisburg

Bismarckstraße 81, BA

47048 Duisburg

Abstract

Topologisch gesehen stellen elektrische Netze die Verbindung zwischen Erzeugern und Verbrauchern elektrischer Energie her. Historisch und technisch haben sich die Netze von der lokalen Radialstruktur bis zu den heutigen Verbundsystemen kontinuierlich entwickelt. Die Unterscheidung zwischen „Energietransport“ über weite oder mittlere Entfernungen, „Verteilung“ und „Versorgung“ führt zu einer hierarchischen Schichtung der Netzebenen mit jeweils an der mittleren Übertragungsdistanz orientierten Nennspannungen. Die wesentlichen primärtechnischen Betriebsmittel elektrischer Netze sind Generatoren, Kabel und Leitungen, Transformatoren, Schaltgeräte sowie die Sammelschienen als zentrale Knotenpunkte in den Schaltanlagen.

Der Betrieb elektrischer Netze erfolgt unter der Maßgabe, den Verbrauchern mit hoher Zuverlässigkeit jederzeit die von ihnen geforderte Leistung unter Einhaltung enger Frequenz- und Spannungstoleranzen preisgünstig zur Verfügung zu stellen. Physikalische Gegebenheiten wie Leitungsgebundenheit oder Nicht-Speicherbarkeit sind wesentliche Randbedingungen.

Enge Abhängigkeiten bestehen zwischen dem Leistungsgleichgewicht Erzeugung/Verbrauch und der Netzfrequenz sowie zwischen dem Blindleistungshaushalt und dem Spannungsprofil im Netz. Die Netzleittechnik ermöglicht betriebliche Eingriffe in Form von Schaltbefehlen oder Parameter-Vorgaben von einer zentralen Warte aus über Fernwirkverbindungen; ein Prozeßrechner verfolgt und visualisiert den jeweils aktuellen Netzzustand auf der Basis von ferngemeldeten Meßwerten und Ereignissen und kann außerdem analytische Berechnungen zur

Beurteilung des Netzzustandes ausführen. Im Netz dezentral installierte Relais sorgen für den Schutz der Betriebsmittel im Falle von Überlastungen oder Fehlern.

Betreiber der elektrischen Netze sind die Energieversorgungsunternehmen mit einer an den technischen Gegebenheiten orientierten Unternehmensstruktur und Versorgungsmonopol, deren Aktienkapital sich überwiegend in öffentlicher Hand befindet (in Deutschland). Während die Elektrizitätslieferung früher als Dienstleistung betrachtet wurde, sieht die neuere Auffassung Elektrizität als Handelsgut und gerät damit in Konflikt mit der an der Physik orientierten technischen Struktur der Netze und der daraus gewachsenen Organisation der sie betreibenden Unternehmen.

Das Europäische Gas-Transport-System

H.G. Fasold

Ruhrgas AG

45117 Essen

Zusammenfassung

Innerhalb von gut 20 Jahren ist in Westeuropa von den am internationalen Erdgashandel beteiligten Unternehmen auf kommerzieller, projektbezogener Basis ein weitverzweigtes grenzüberschreitendes Leitungssystem aufgebaut worden. Diesem System kommt aufgrund seiner direkten Verknüpfungen mit den Erdgaslieferquellen in Nordafrika und in Westsibirien der Charakter eines interkontinentalen Erdgasverbundsystems zwischen drei Kontinenten zu.

Dem Gesamtsystem zuzurechnen sind - neben den Rohrleitungen - die Transportverdichteranlagen, die Erdgas-Untertagespeicher sowie die LNG-Anlandeterminals.

I. Einführung

Westeuropa ist heute ein Schwerpunkt des internationalen Erdgashandels, sowohl auf Basis der innereuropäischen Erdgasströme, als auch der Erdgaslieferungen aus den anderen Förderregionen.

Die Stellung, welche dem Energieträger Erdgas in unseren Volkswirtschaften zukommt, läßt sich am ehesten durch folgende Fakten beschreiben:

- Der Primärenergieanteil des Erdgases in West-Europa liegt derzeit bei 20 %.
- Erdgas wird als die Wachstumsenergie Nr. 1 angesehen - nicht zuletzt aufgrund seiner hervorragenden Eigenschaften.

Der westeuropäische Erdgasbedarf wird überwiegend (zu rund 70 Prozent) aus eigenen Quellen gedeckt; weiteres Erdgas wird vor allem aus Rußland, teilweise auch aus Algerien und Libyen geliefert [Bild 1].

Innerhalb von gut 20 Jahren ist in Westeuropa von den am internationalen Erdgashandel beteiligten Unternehmen ein weitverzweigtes grenzüberschreitendes Leitungssystem aufgebaut worden. Dieser grenzüberschreitende Erdgasverbund ist mit den insgesamt ca 1,1 Mio. km langen nationalen Leitungsnetzen kontinentaleuropäischer Länder in West- und Zentraleuropa vielfach verknüpft. Der Verbund ist Ausdruck der engen gaswirtschaftlichen Zusammenarbeit in Westeuropa, die der Versorgungssicherheit und der wirtschaftlichen Optimierung der Gasströme dient.

Die von Unternehmen der europäischen Gaswirtschaft praktizierte Zusammenarbeit hat sich insbesondere bei der Mobilisierung der benötigten Erdgasmengen aus westeuropäischen und außerhalb Westeuropas liegenden Quellen bewährt.

II. Der Begriff Erdgastransport

Der Begriff "Erdgastransport" bzw. "Erdgasferntransport" ist verhältnismäßig weit gefaßt. Er schließt einerseits den reinen Ferntransport z. B. über internationale und interkontinentale Entfernungen über viele tausende km ein; er umfaßt andererseits die mit dem Gasferntransport kombinierte Gasverteilung. Die letztere Form ist in den Transportsystemen der Gaswirtschaften Westeuropas realisiert: Diese Transportsysteme dienen einerseits der Überbrückung des Raumes der jeweiligen Länder und nehmen andererseits Versorgungsfunktionen wahr, indem längs des Weges liegende Abnehmer (Orts- und Regionalversorgungsunternehmen, Industrie- und Kraftwerkskunden) bedient (d. h. "versorgt") werden.

Die "typischen" Transportentfernungen variieren hierbei zwischen 100 und 500 km; die entsprechenden Antriebsverbräuche liegen - empirisch belegbar - in einer Größenordnung von 1 % der jährlichen durchgesetzten Erdgasmenge[1, 2, 3].

Wesentlicher Baustein dieser Erdgastransportsysteme ist das aktive Systemelement, die Kompressorstation. Zur Verdichtung großer Gasströme hat sich der Turbokompressor durchgesetzt - mit einer vorgeschalteten Gasturbine (Jet, Industriemaschine) als Antriebsmaschine [s. Bild 2]. In besonderen Fällen - Darstellung hoher Verdichtungsverhältnisse, Verdichtung geringer Mengen - finden auch Kolbenkompressoren Verwendung, mit einem Gasmotor als Kraftmaschine.

Es gehört zu den Regeln des Gaspipelinetransports, daß die Antriebsaggregate der Kompressoren ihren Treibstoff aus der Gasleitung selbst beziehen - ein Prinzip, durch das sowohl die Wirtschaftlichkeit als auch die Versorgungssicherheit erhöht wird.

Unter "Gastransport" versteht man auch die "Grobverteilungsfunktion im regionalen Rahmen" - die Erschließung regional begrenzter Gasabsatzgebiete, zur Anbindung kommunaler Versorgungsnetze bzw. industrieller Großabnehmer an die Haupttransportschienen.

Diese Form des Leitungstransportes erfolgt über leistungsfähige Hochdrucksysteme; die zu überwindenden Transportentfernungen liegen typisch in der Größenordnung von 50 bis 100 km, so daß in der Regel keine Zwischenverdichtung erfolgt und damit auch keine Antriebsgasverbräuche anfallen.

Reine Erdgasferntransportsysteme sind in Europa ausschließlich in den Ländern der ehemaligen Sowjetunion realisiert. Ein solches System läßt sich modellhaft als eine Kette von Leitungsabschnitten und Verdichterstationen darstellen [Bild 3]. Mit Ausnahme der Entnahme des Antriebsgases vor jeder Verdichterstation gibt es in der Regel keine weiteren Zwischenentnahmen.

Wenn auch die Antriebsgasverbräuche in einer einzelnen Station gering sind (ca. 0,2 bis 0,5 %), so werden sie dennoch in der Kumulation über viele Stationen spürbar. Die Anzahl der Zwischenverdichterstationen - und damit der mittlere Abstand zwischen den einzelnen Verdichterstationen - ergibt sich aus einer in der Phase der Systemplanung durchzuführenden technisch/wirtschaftlichen Optimierung.

In der Praxis ergeben sich typische Abstände zwischen zwei Stationen in einem Bereich zwischen 100 - 400 km. Bei Transportentfernungen von 6.000 km - entsprechend der Strecke von Westsibirien nach Westeuropa - ergeben sich in großkalibrigen Transportsystemen (DN 1400/PN 75) Antriebsgasverbräuche von mehr als 10 % der eingespeisten Menge.

Eine Sonderform des Erdgasferntransportes - der Transport verflüssigten Erdgases über die "LNG-Kette" - soll an dieser Stelle nur am Rande erwähnt werden. Es sei angemerkt, daß im Zusammenhang mit der Verflüssigung, dem Schiffstransport und der Wiederverdampfung des Erdgases Energieverbräuche in einer Größenordnung von 12 - 20 % auftreten - in Abhängigkeit von verfahrenstechnischen Wirkungsgraden sowie der Transportentfernung.

Die Wirtschaftlichkeit - zumindest im Vergleich zum Pipelinetransport - ist hierbei allenfalls bei sehr großen Transportentfernungen (> 4.500 km) gegeben. In einigen europäischen Ländern (Spanien, Frankreich, Belgien, Italien) werden Erdgasbezüge in Form von LNG durchgeführt, vornehmlich aus algerischen Quellen, teilweise auch aus Libyen.

III. Erdgasversorgung und Erdgasversorgungssysteme in Westeuropa

Im Jahre 1995 wurden in Westeuropa rund 370 Mrd. m³ Erdgas verbraucht - entsprechend einem Anteil von 16 % am weltweiten Erdgasverbrauch. Nach Osteuropa und Nordamerika ist damit Westeuropa die drittgrößte Verbrauchsregion von Erdgas. Der Anteil des Erdgases am Primärenergieverbrauch Westeuropas liegt bei ca. 20 %.

Dieser Wert wird - durch Erschließung neuer Lieferquellen - in Zukunft ansteigen.

Anfang der 60iger Jahre war demgegenüber die Bedeutung des Energieträgers Erdgas für die Energieversorgung noch sehr gering bei einem Primärenergieanteil von lediglich 2 %. Mit der Erschließung des riesigen Erdgasfeldes bei Groningen in den Niederlanden erfuhr das Erdgas ab Mitte der 60iger Jahre deutlich Impulse. Allerdings ergab sich zwischen der Lieferquelle und den Verbrauchsschwerpunkten geografisch gesehen eine Lücke, welche durch den internationalen Gashandel geschlossen werden mußte. Erdgas produzierende Länder - wie die Niederlande - begannen damit, ihre unmittelbaren Nachbarländer mit Erdgas zu beliefern.

Für seinen Transport wurden überregionale Leitungen erforderlich. Der Bau kapazitätsstarker Erdgaspipelines begann 1964 mit der Verlegung einer 350 km langen Transportschiene zwischen Groningen und der niederländischen Süd-Provinz Limburg, die in Richtung Belgien/Frankreich und in Richtung Deutschland weitergeführt wurde [Bild 4].

Innerhalb von gut 20 Jahren ist in Westeuropa von den am internationalen Erdgashandel beteiligten Unternehmen auf kommerzieller, projektbezogener Basis ein weitverzweigtes, grenzüberschreitendes Leitungssystem aufgebaut worden [Bild 5]. Aus Gründen der Kostendegression ist es unerlässlich, daß beim Erdgastransport über sehr große Entfernungen große Gasvolumina bewegt werden. Andererseits verlangen große Volumina mehr als einen nationalen Markt. Auf diese Weise bildeten sich direkte Verbindungslinien zwischen den weit entfernten Lieferquellen und den verschiedenen Verbrauchsschwerpunkten heraus. Diesem Leitungssystem kommt aufgrund seiner direkten Verknüpfungen mit den Erdgaslieferquellen in Europa, Nordafrika und Westsibirien der Charakter eines interkontinentalen Erdgasverbundsystems zwischen drei Kontinenten zu: Der asiatische Teil Rußlands (Sibirien) ist über zahlreiche kapazitätsstarke Leitungssysteme - meist der Dimensionierung DN 1400/PN 75 - mit dem europäischen Teil Rußlands sowie über weiterführende Systeme mit Westeuropa verbunden.

Bild 6 zeigt in einem schematischen Überblick die Haupttrassen des russischen (bzw. ehemals sowjetischen) Erdgastransportsystems.

Von den Riesenfeldern Westsibiriens (Jamburg, Urengoy u. a.) führen 3 Leitungskorridore (Nord-, Zentral-, Südkorridor) in Richtung Westen - wobei sich die nach Zentral- und Westeuropa weiterführenden Systeme in der Ukraine treffen.

In Planung befindet sich ein neues System, über welches die Erdgasvorkommen der Jamal-Halbinsel dem europäischen Markt zugeführt werden sollen. In der Anfangsphase wird das Gas aus der Pur-Taz-Nadym - Region beigestellt werden. Dieses Leitungssystem folgt auf großen Teilstrecken dem Nordkorridor; es soll über Weißrußland und Polen bis zur deutsch/polnischen Grenze bei Frankfurt/Oder geführt werden. Der Transportweg von Jamal bis zur deutsch/polnischen Grenze liegt bei ca. 4.200 km.

In **Tabelle 1** findet sich (Stand: 1994) ein Überblick über die wesentlichen technischen Daten des GUS-Erdgas-Versorgungssystems [4]. Hervorzuheben ist der hohe Ausbaustand des Transportsystems (220.000 km Leitung; 500 Verdichterstationen mit einer Gesamtleistung von 47.000 MW; Arbeitsgaskapazität der Untertagespeicher: 90 Mrd. m³). Demgegenüber erscheint der Ausbaustand der regionalen und städtischen Versorgungsleitungen mit einer Länge von 265.000 km als eher unterentwickelt.

Heute gehören etwa 2/3 des ehemals sowjetischen Systems zu Rußland.

Zwischen dem afrikanischen Kontinent und Europa besteht - von Algerien über Tunesien bis Sizilien, mit Weiterführung nach Norditalien - ein in DN 1200/ PN 80 ausgelegtes Doppelleitungssystem (TRANSMED); hierbei wird das Mittelmeer über 160 km durch ein Bündel von 5 Leitungen (DN 500/DN 650/PN 210) unterquert, bei einer Wassertiefe von bis zu 600 m [5].

In Planung bzw. Bau befindet sich auch die Maghreb-Europa-Leitung, ein Transportsystem von Algerien über Marokko nach Südspanien und Portugal (voraussichtliche Inbetriebnahme: Ende 1996). Als schwierig erweist sich hierbei die Querung der Straße von Gibraltar.

Als Zubringersysteme des Europäischen Verbundes sind hervorzuheben die bestehenden bzw. geplanten Offshore-Leitungen in der Nordsee, über welche norwegisches und dänisches Erdgas dem kontinentaleuropäischen Markt zugeführt wird [**Bild 7**].

Die hierbei zu beherrschenden Wassertiefen bewegen sich "typisch" in Größenordnungen von 50 bis 100 m. Lediglich im Bereich des Norwegen-Grabens sind Tiefen bis zu 350 m zu überwinden.

Zu nennen sind die bestehenden Leitungssysteme Norpipe (Ekofisk-Emden), Statpipe (Statfjord-Ekofisk) , Zeepipe (Sleipner-Zeebrügge), die Tyra-Leitung im dänischen Nordseesektor, sowie die im Herbst 1995 fertiggestellte Europipe, über welche erhebliche Zusatzlieferungen aus Norwegen nach Deutschland und Holland getätigt werden sollen. Zwei weitere Leitungssysteme aus der norwegischen Nordsee sind geplant: Die Europipe II von Karsto nach Emden, sowie die Norfrapipe, welche nach weitgehender Parallelführung zur Zeepipe in Dünkirchen (Frankreich) angelandet werden soll. Beide Systeme sollen zu 1999 betriebsbereit sein.

Die Dimensionierung der Zeepipe sei beispielhaft hervorgehoben: 814 km, DN 1000/PN 172. Hiermit ist in einer ersten Phase - d. h. ohne Zwischenverdichtung - eine Jahreskapazität von mindestens 12 Mrd. m³/a darstellbar [6].

Die geografische Ausdehnung des europäischen Verbundsystems bei Einschluß des russischen Netzes läßt sich grob durch folgende Längendaten umschreiben:

- in Ost-West-Richtung (von Westsibirien bis zur französischen Atlantikküste):
ca. 5.000 km (Luftlinie)
bzw. > 7.000 km (via Leitungstrasse)
- in Nord-Süd-Richtung (von der nördlichen Nordsee bis zur Zentralsahara in Algerien):
ca. 3.000 km (Luftlinie)
bzw. ca. 5.000 km (via Leitungstrasse)

Unter Einschluß der Transportsysteme der zentraleuropäischen Gaswirtschaften - jedoch ohne die Leitungen in den Ländern der ehemaligen Sowjetunion - hat das kontinentaleuropäische Verbundnetz heute eine Gesamtlänge von rund 35.000 km; davon sind rund 5.700 km im Meer verlegt (offshore). Dem Gesamtsystem zuzurechnen ist eine in rund 140 Verdichterstationen installierte Verdichterleistung von rund 4.500 MW sowie eine Übernahmekapazität für Anlandungen von verflüssigtem Erdgas (LNG) in Höhe von rund 21 Mrd. m³ pro Jahr in sieben verschiedenen LNG-Anlandeterminals. Der Wiederbeschaffungswert dieses europäischen Verbundsystems läßt sich auf rund 90 Mrd. DM abschätzen.

Der europäische Erdgasverbund ist mit den insgesamt ca. 1,1 Mio. km langen nationalen Leitungsnetzen kontinentaleuropäischer Länder vielfach verknüpft [7]. Unter Einschluß der 87 Erdgas-Untertagespeicher mit einem Gesamtarbeitsgas von ca. 43,5 Mrd. m³ läßt sich dem

kontinentaleuropäischen Gesamtnetz (incl. der Länder Zentraleuropas) ein Wiederbeschaffungswert in einer Größenordnung von 540 Mrd. DM zuordnen.

Einen Überblick über den technischen und wirtschaftlichen Versorgungsaufwand des gesamteuropäischen Erdgasversorgungssystems vermitteln die **Tabellen 2, 3 und 4**. Demnach liegt die Gesamtnetzlänge des west- und zentraleuropäischen Systems (**Tab. 2**) bei ca 1,4 Mio. km (incl. UK/Irland). Unter Berücksichtigung des Leitungsnetzes der GUS-Staaten ergibt sich eine Gesamtnetzlänge von nahezu 1,9 Mio. km. Nach Schaffung einer Leitungsverbindung zwischen dem Vereinigten Königreich und dem Kontinent kann dann dieses Gesamtsystem durchaus mit gewissem Recht - aufgrund der kapazitätsstarken Verknüpfung über den Europäischen Verbund - als ein zusammenhängendes interkontinentales Erdgasversorgungssystem angesehen werden.

Unter Einschluß der Systemelemente "Verdichter", "Untertagespeicher" und "LNG-Terminalanlagen" (**Tab. 3**) läßt sich für das west-/zentraleuropäische System ein Wiederbeschaffungswert in Höhe von ca. 650 Mrd. DM abschätzen (**Tab. 4**).

Der Schwerpunkt der bisherigen Betrachtungen lag auf den Zubringersystemen des Europäischen Verbundes, über welche die Lieferquellen (Algerien, Nordsee, Rußland) mit den Verbrauchsschwerpunkten in Westeuropa verbunden sind.

In den einzelnen Verbraucherländern nachgeschaltet sind nationale oder internationale weiterführende Transportsysteme, über welche die Bezugsmengen den jeweils inländischen - oder im Transit - weiteren ausländischen Verbrauchern zugeführt werden.

Eine besondere Rolle spielen in diesem Zusammenhang die Leitungen der Transport-Projekt-Gesellschaften*), deren Gründung dann notwendig bzw. sinnvoll wurde, wenn auf dem Weg zwischen dem Produzenten - und dem Verbraucherland das Gas zumindest durch ein drittes Land transportiert werden mußte.

In wirtschaftlich optimaler Weise können hierbei die Interessen aller beteiligten Partner gebündelt werden, indem alle die Vorteile der Kostendegression eines neuen großen Erdgas-Einkaufsprojekts nutzen können.

Beispiele für solche Transit Joint Ventures (**Bild 8**) sind:

- MEGAL: Mittel-Europäische Gasleitungsgesellschaft, Deutschland

*) Transit Joint Ventures

Das System ist Bestandteil des Transportsystems von Rußland nach Frankreich und besteht aus zwei Pipeline-Systemen, welche Süddeutschland in Ost-West-Richtung queren:

- eines führt von Tschechien in Richtung Westen (nach Frankreich) über 460 km;
es handelt sich weitgehend um ein Doppelleitungssystem in DN 1200/DN 1000 bzw. DN 1100; hierzu gehören drei Verdichterstationen mit einer installierten Leistung von 154 MW.
- ein anderes führt von der österreichisch/deutschen Grenze (bei Passau) in Richtung des obengenannten MEGAL-Teilsystems; diese Pipeline führt über ca. 160 km; zugeordnet sind zwei Verdichterstationen.

- **TENP:** Trans Europa Naturgas Pipeline, Deutschland
Das System ist Bestandteil des von den Niederlanden nach Italien führenden Erdgastransportsystems. Es führt über ca. 500 km in Nord-Süd-Richtung durch Deutschland - von der niederländisch/deutschen Grenze bei Aachen bis zur deutsch/schweizerischen Grenze bei Rheinfelden. Zu der in DN 950/900 ausgelegten Pipeline gehören 4 Verdichterstationen mit einer installierten Leistung von 109 MW.
- **TAG:** Trans Austria Gasline, Österreich
Das System ist ein Abschnitt der von Rußland nach Italien führenden Leitung; die Leitung führt über 380 km von der slowakisch/österreichischen Grenze: zu diesem System gehören zwei parallel verlegte Stränge sowie drei Verdichterstationen.
- **WAG:** West Austria Gasleitung, Österreich
Die Leitung führt - als Teil des von Rußland nach Frankreich führenden Systems - über 250 km in Ost-West-Richtung quer durch Österreich von Baumgarten nach Oberkappel.
- **SEGEO:** Societé Européenne du Gazoduc Est-Ouest, Belgien
Das System führt über ca. 170 km von der niederländisch/belgischen Grenze in Ost-West-Richtung quer durch Belgien - mit der Transportfunktion für norwegisches Nordseegas in Richtung Belgien und Frankreich.

Die Dimensionierung liegt bei DN 900/PN 67,5 - mit einer Verdichterstation an der niederländisch/belgischen Grenze.

IV. Der Integrationsgrad der westeuropäischen Länder in den Europäischen Verbund

Innerhalb der europäischen Erdgasversorgung kommt **Westeuropa zentrale Bedeutung** zu. Wesentliche Merkmale der Erdgasversorgung sind hier die überwiegend westeuropäische Bezugsbasis (ca. 70 %) sowie die hohe Integration in den internationalen Erdgashandel (rd. 55 % des in Westeuropa verbrauchten Erdgases werden über den internationalen Erdgashandel bereitgestellt).

Dabei ist der Integrationsgrad der westeuropäischen Länder in den Europäischen Erdgasverbund unterschiedlich ausgeprägt [8].

Es lassen sich drei Gruppen bilden:

- Erstens, die Länder die heute bereits Teil des Europäischen Erdgasverbundes sind: alle westeuropäischen Länder auf dem Kontinent mit Ausnahme von Norwegen, Portugal und Griechenland.
- Zweitens, die Länder, die zwar über eine eigene Erdgasversorgung verfügen, aber aufgrund ihrer Insellage vom Kontinent isoliert sind: das Vereinigte Königreich und Irland.
- Drittens, die Länder, die bislang über keine eigene Erdgasversorgung verfügen: Portugal, Griechenland und Norwegen.

Innerhalb der Ländergruppe 1 lassen sich drei Lücken im Verbundcharakter feststellen: So gibt es beispielsweise derzeit keine Direktverbindungen zwischen Belgien und Deutschland, Frankreich und Italien sowie Finnland und einem anderen westeuropäischen Land. Diese Länder sind nur über dritte Länder gastechnisch miteinander verbunden.

Die beiden Länder der Gruppe 2 sind zwar zwischenzeitlich über eine 1993 fertiggestellte Leitung miteinander verbunden, es fehlt jedoch weiterhin die Anbindung an den Europäischen Kontinent.

Diese Lücke wird mit der Verwirklichung des geplanten "Interconnectors" zwischen Bacton (UK) und Zeebrügge (Belgien) geschlossen werden. Die vorgesehene Dimensionierung liegt bei DN 1000/PN 140 - mit einer Kopfverdichtung (4 x 27,5 MW) in Bacton. Als Inbetriebnahmeterrn ist der 01. Oktober 1998 vorgesehen.

Zur dritten Gruppe - der Länder ohne eigene Erdgasversorgung - wird zukünftig interessanterweise nur Norwegen gehören - ein Land, das zu den bedeutendsten Erdgasproduzenten und -exporteuren in Europa gehört.

In Portugal und Griechenland dagegen befindet sich eine Erdgasversorgung im Aufbau. Das portugiesische Erdgasversorgungssystem wird über Spanien in das Verbundnetz integriert werden. Griechenland wird über eine in Bau befindliche Pipeline - über Bulgarien - an das GUS-System angeschlossen werden. Zudem ist ein LNG-Terminal geplant, über den algerisches Erdgas bezogen werden soll.

Nach Realisierung der beschriebenen Maßnahmen - voraussichtlich noch in 1996 - und der dadurch erreichten Schließung der Verbundnetzlücken wird auch auf dem gaswirtschaftlichen Sektor ein weiterer Schritt zur europäischen Integration gemacht worden sein.

V. Schluß/Ausblick

Der im Laufe der Entwicklung erreichte hohe Stand der Technik hat die Gaswirtschaften Europas in die Lage versetzt, ein hohes Maß an Versorgungssicherheit zu garantieren und gleichzeitig die Rahmenbedingungen der Wirtschaftlichkeit zu erfüllen.

Das bestehende - bzw. auch in Zukunft noch wachsende - Gastransportsystem versetzt die Gaswirtschaft in die Lage, den Transport der hochwertigen und umweltverträglichen Energie Erdgas von den verschiedenen Lieferquellen bis zu den westeuropäischen Verbrauchsschwerpunkten langfristig - bis weit ins nächste Jahrhundert hinein - sicherzustellen. Trotz aller Skepsis gegenüber Energieprognosen darf angenommen werden, daß ein Grundtrend richtig beschrieben wird: Erdgas wird in Westeuropa in den nächsten 20 Jahren die Wachstumsenergie Nummer eins sein. Diese Entwicklung wird sich jedoch nicht von selbst einstellen. Sie bedarf großer Anstrengungen der beteiligten Gaswirtschaften in technischer und wirtschaftlicher Hinsicht. Die beteiligten Mitarbeiter müssen dabei ihre Kenntnisse und Erfahrungen auf wissenschaftlich/technischer und auf kaufmännischer Ebene weiterhin konstruktiv einbringen, und die Unternehmen müssen einen hohen Kapitaleinsatz für den Bau neuer Leitungsnetze innerhalb und außerhalb der Gasverbraucherländer realisieren. Dadurch wird es gelingen, das erreichte Versorgungsniveau für die Zukunftsenergie Erdgas zu stabilisieren und erwartete Nachfragesteigerungen im Rahmen neuer langfristiger Einkaufsverträge abzudecken.

VI. Literaturhinweis

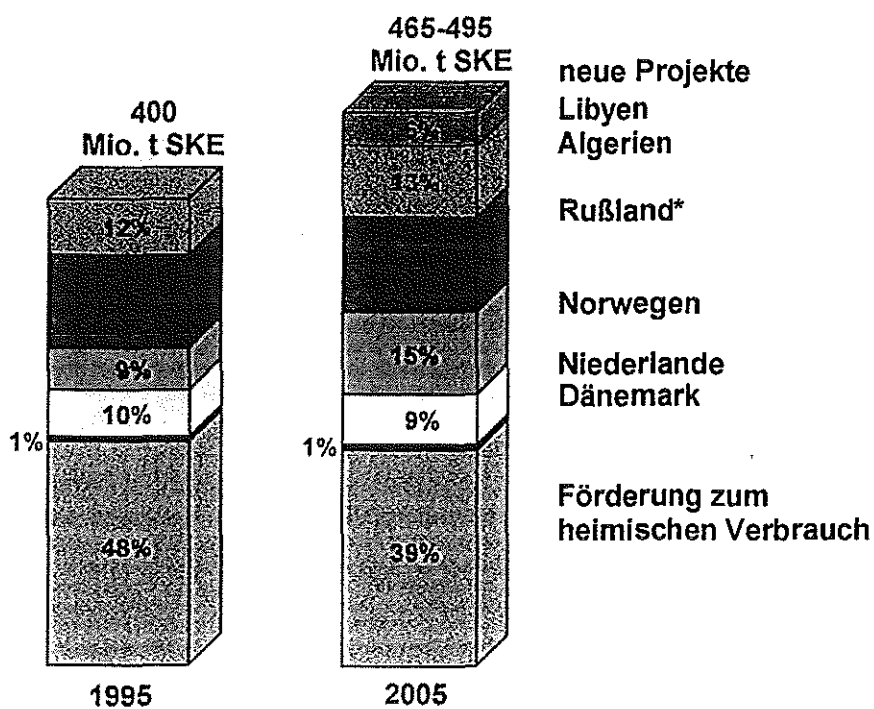
- [1] Recknagel, H. et. al.: Handbuch der Gasversorgungstechnik, Kap. 4: "Planung und Berechnung von Gasversorgungssystemen". R. Oldenbourg Verlag, München und Wien, 1990
- [2] Fasold, H.-G. u. Wahle, H.-N.: Der Antriebsgasverbrauch in Turboverdichterstationen für den Erdgastransport: Methoden der planerischen Berechnung und Ergebnisse. *gwf-Gas/Erdgas* 133 (1992), Nr. 7, S. 303 - 312
- [3] Fasold, H.-G. u. Wahle, H.-N.: Die Berechnung des Antriebsgasverbrauches für Erdgasferntransportsysteme: Methoden und Ergebnisse. *gwf-Gas/Erdgas* 134 (1993), Nr. 7, S. 321 - 331
- [4] M. B. Korchemkim Russia's huge Gazprom struggles to adjust to new realities. *Oil & Gas Journal*, Oct. 18, 1993, P. 39 - 44
- [5] S. Dicorradò, R. de Caro, A. Lomaar New frontiers of deep water Pipeline technology *IGU/C4-94*
- [6] C. Falck, J. Maribu, L. O. Eide Commissioning the world's largest subsea gas transportation system. *IGU/C3-94*
- [7] Statistical data. *IGU/GI-94*
- [8] Energie in Europa. Energiepolitiken und Entwicklungen in der Europäischen Gemeinschaft. Kommission der Europäischen Gemeinschaften, Generaldirektion Energie, Nr. 10, April 1988, S 42 - 48

VII. Übersicht über die Bilder/Tabellen

- Bild 1: Entwicklung des Erdgasaufkommens in Westeuropa
- Bild 2: Längsschnitt durch einen Turboverdichter mit Nutzturbine und Jet
- Bild 3: Modell eines Erdgastransportsystems
- Bild 4: Europäischer Erdgasverbund 1970
- Bild 5: Europäischer Erdgasverbund 1995
- Bild 6: Erdgas aus Rußland für Europa
- Tabelle 1: Das Gasversorgungssystem in der früheren Sowjetunion (technische Daten)
- Bild 7: Erdgas aus der Nordsee
- Tabelle 2: Das Erdgasversorgungssystem in Europa: Leitungen (Stand 1995)
- Tabelle 3: Das Erdgasversorgungssystem in Europa: Anlagen (Stand 1995)
- Tabelle 4: Das Erdgasversorgungssystem in Europa: Wiederbeschaffungswert
- Bild 8: Transport-Projekt-Gesellschaften in Europa

Entwicklung des Erdgasaufkommens in Westeuropa

ruhrgas



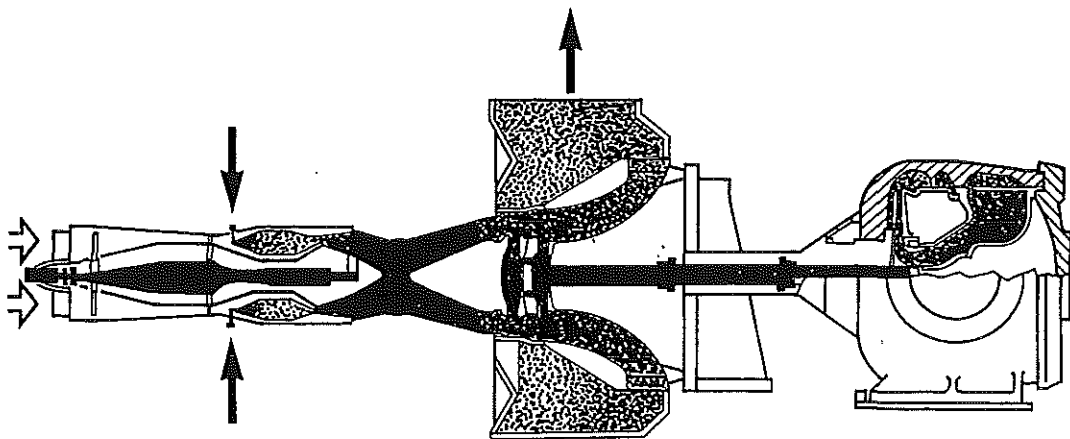
*bis Ende 1991 UdSSR
vorläufige Werte für 1995

1996

Bild 2

Längsschnitt durch einen Turboverdichter mit Nutzturbine und Jet (1. Generation)

ruhrgas

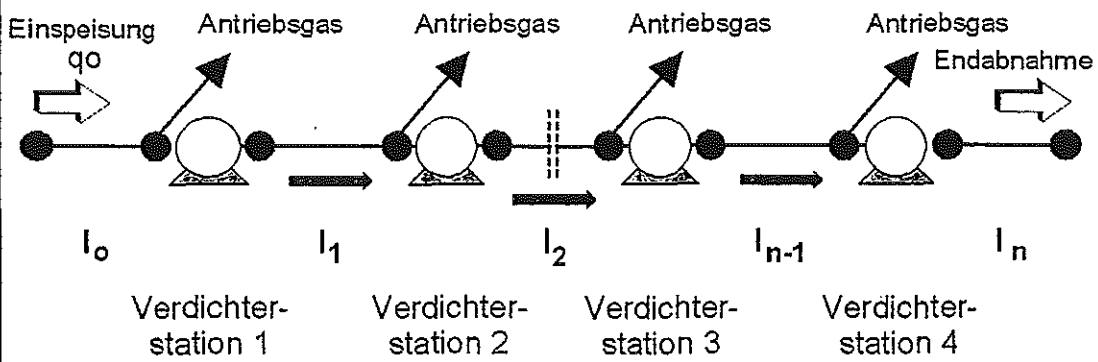


fawa 1996

Bild 3

Modell eines Erdgasferntransportsystems

ruhrgas



fawa 1996

Bild 4

Europäischer Erdgasverbund 1970

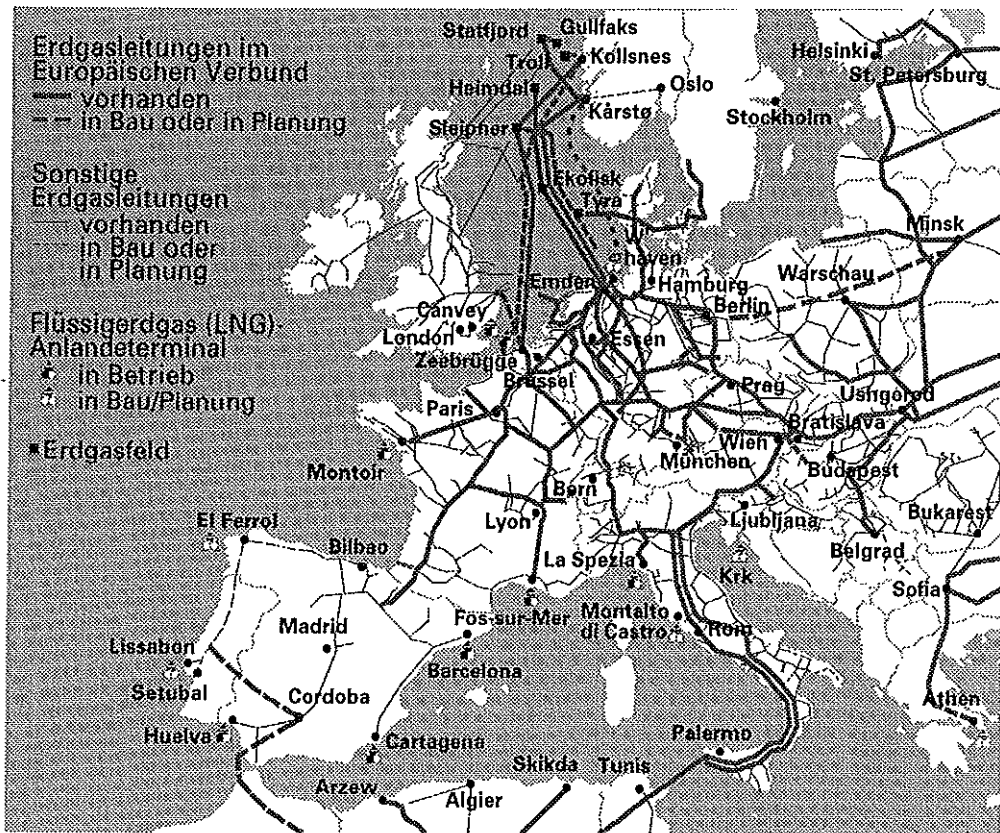


1996

1337_70

Europäischer Erdgasverbund

ruhrgas



1996

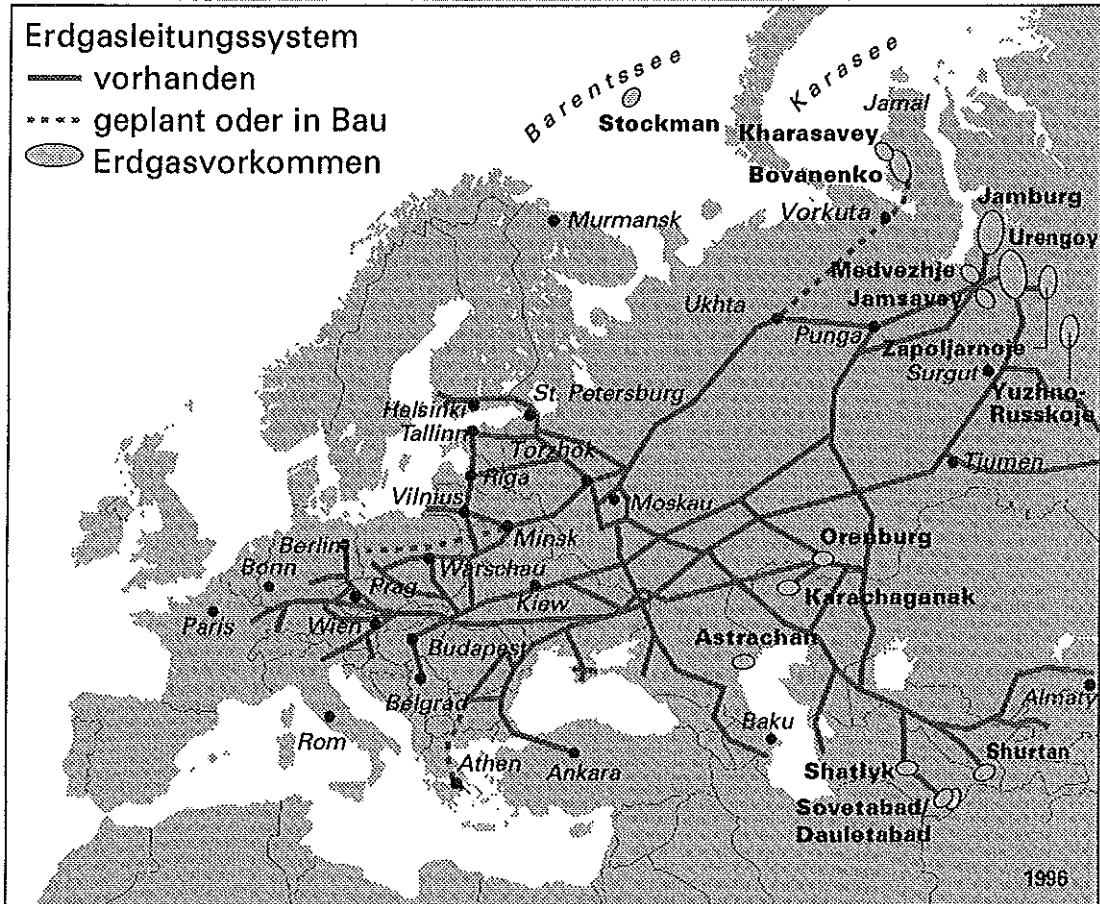
Bild 6

Erdgas aus Rußland für Europa (einschließlich potentieller Erdgasquellen aus der GUS)

ruhrgas

Erdgasleitungssystem

- vorhanden
- - - - geplant oder in Bau
- Erdgasvorkommen



1015a

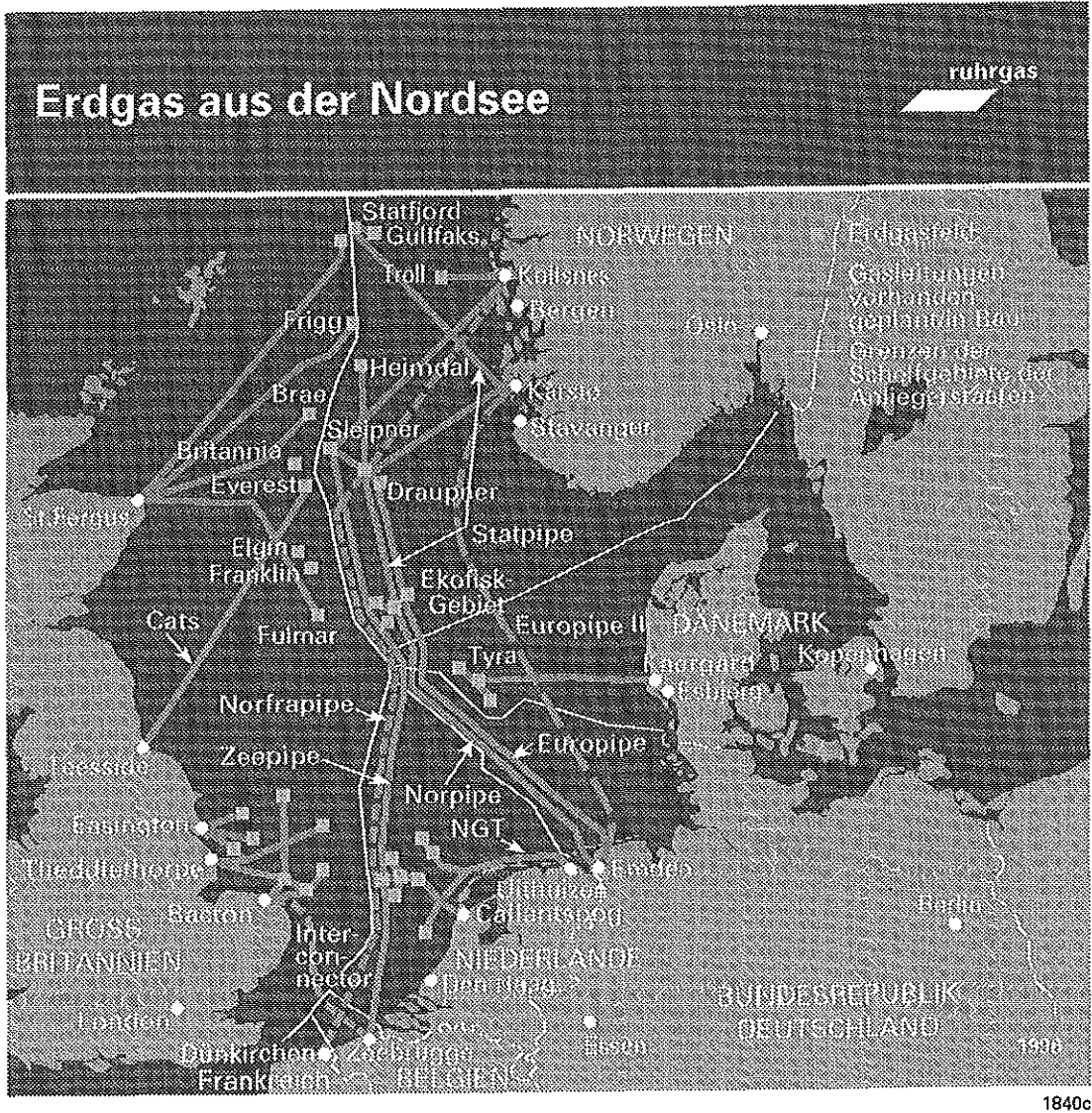
Tabelle 1

**Das Gasversorgungssystem in der
früheren Sowjet-Union**
(techn. Daten, Stand: 1994)



Gastransport- leitungen	Leitungslänge: 220.000 km davon: 57.000 km in DN 1400(56")/PN 75
Verdichter- anlagen	ca. 500 Verdichterstationen ca. 5.700 Maschinen installierte Leistung ca. 47.000 MW
Untertagespeicher	Anzahl: 67 Arbeitsgas: 90 Mrd. m ³
Versorgungs- leitungen	Leitungslänge: 265.000 km davon städtisch: 165.000 km davon ländlich: 100.000 km
1996	

Bild 7



Das Erdgasversorgungssystem in Europa: **Leitungen**

(Stand: 1995)


 ruhrgas

Ländergruppe	<u>Leitungslängen [10³ km]</u>			<u>davon:</u> <u>Europäisches</u> <u>Verbundnetz</u> <u>[10³ km]</u>
	Transport	Versorgung	Summe	
alte EU-Staaten (ohne UK + Irland)	123,0	725,0	848,0	21,0
ehem. EFTA-Staaten ¹	12,0	29,0	41,0	6,0
Zentraleuropa ²	69,0	166,0	235,0	8,5
Summe: Kontinentaleuropa	204,0	920,0	1.124,0	35,5
UK/Irland	20,0	250,0	270,0	
Summe: West-/Zentraleuropa	224,0	1.170,0	1.394,0	

¹ Finnland, Schweiz, Österreich, Schweden, Norwegen
² Tschechien, Slowakei, Polen, Ungarn, Rumänien, Bulgarien

1996

Das Erdgasversorgungssystem in Europa: **Anlagen**

(Stand: 1995)



Ländergruppe	<u>Verdichter- anlagen</u>		<u>Untertage- Speicher</u>		<u>LNG-Terminals</u>	
	Anzahl	install. Leistung [MW]	Anzahl	Arbeitsgas [Mrd. m³]	Anzahl	Kapazität [Mrd. m³/a]
alte EU Staaten (ohne UK + Irland)	117	2750	67	35,0	7	~ 20,0
ehem. EFTA-Staaten ¹	16	600	5	2,5	/	/
Zentraleuropa ²	37	1400	15	~ 6,0	/	/
Summe: Kontinentaleuropa	170	4750	87	~ 43,5	7	~ 20,0
UK/Irland	20	600	8	~ 3,0	1	1,0
Summe: West-/Zentraleuropa	190	5350	95	~ 46,5	8	21,0

1 Finnland, Schweiz, Österreich, Schweden, Norwegen
 2 Tschechien, Slowakei, Polen, Ungarn, Rumänien, Bulgarien

1996

Tabelle 4

Das Erdgasversorgungssystem in Europa: Wiederbeschaffungswert



(Stand: 1995)

Ländergruppe	Wiederbeschaffungswert [Mrd. DM]
alte EU-Staaten (ohne UK +Irland)	400
ehem. EFTA-Staaten ¹	40
Zentraleuropa ²	100
Summe: Kontinentaleuropa	540
UK + Irland	110
Summe: West-/Zentraleuropa	650

1 Finnland, Schweiz, Österreich, Schweden, Norwegen

2 Tschechien, Slowakei, Polen, Ungarn, Rumänien, Bulgarien

1996

Bild 8



Energiewirtschaft

Liberalisierung der Stromwirtschaft - Erfahrungen im Westen und Möglichkeiten in Osteuropa.

Petra Opitz, Wolfgang Pfaffenberger

Carl v. Ossietzky

Universität Oldenburg

Institut für Volkswirtschaftslehre

26111 Oldenburg

1. Einführung

Die Privatisierung der Unternehmen der Energiewirtschaft bietet neue Möglichkeiten der institutionellen Regelungen in einem Wirtschaftsbereich, der durch einige besondere Bedingungen geprägt ist. In diesem Beitrag zeigen wir die entsprechenden Möglichkeiten auf. Besonders ausführlich wird auf die Veränderungen in der Stromwirtschaft Rußlands eingegangen.¹

Zunächst behandeln wir die grundlegenden Probleme der Transformation, gehen dann auf die institutionellen Veränderungen der Stromwirtschaft in westlichen Ländern ein und zeigen anschließend die Veränderungen in Osteuropa, insbesondere in Rußland auf.

2. Institutionen in der Transformationsphase

Die Herausbildung marktkonformer Institutionen in der Transformationsphase vollzieht sich in einem komplizierten evolutionären Prozeß, der im Spannungsfeld von politischer Entscheidungsfindung, bargaining und spontanen Entwicklungen² steht. Die zentrale Determinante der gegenwärtigen Etappe dieses Prozesses ist die Privatisierung von Staatseigentum. Sie bricht die bisherige Struktur der Ressourcenverfügung auf, wobei die neue Struktur zugleich offen ist. Alte Interessengruppen sind bestrebt, bisher informelle Verfügungsrechte in Privatei-

¹ Der Bericht fußt auf einem von der Volkswagenstiftung geförderten Forschungsprojekt. Der ausführliche Bericht erscheint unter dem Titel „Verpaßte Stunde Null? - Transformationsprobleme der russischen Stromversorgung“ im LIT-Verlag, Münster und ist über den Buchhandel zu beziehen.

² Vgl. H.-J. Wagener, Transformation as a Political-Economic Process, in H.-J. Wagener, (Hrsg.), The Political Economy of Transformation, Heidelberg 1993.

gentum zu formalisieren und differenzieren sich zugleich entlang unterschiedlicher Marktchancen. Darüber hinaus sind neue Interessengruppen entstanden, die Anspruch auf Verfügungsrechte anmelden.

Die diesen Prozeß prägenden Interessenwidersprüche lassen sich nicht auf alte und neue Machtstrukturen, Nomenklatura und neue Geschäftswelt reduzieren. Sie verlaufen auch innerhalb der alten und neuen Strukturen, zwischen einzelnen Wirtschaftssektoren sowie zwischen Zentrum und Regionen. Wechselnde Allianzen sind dabei keine Seltenheit.

Nachdem eine erste Umverteilung von Ressourcen zum gegenwärtigen Zeitpunkt stattgefunden hat, findet in der gegenwärtigen Etappe ein Machtkampf um eine erneute Umverteilung zugunsten der bisher benachteiligten Strukturen einerseits und Besitzstandssicherung der bisherigen "Gewinner" statt. Eine grobe Differenzierung der beteiligten Wirtschaftsakteure kann entlang des Kriteriums der Beteiligung am Weltmarkt (Export und Import) getroffen werden. Zugleich ist die staatliche Ebene unmittelbar in diese Auseinandersetzung einbezogen. Die relevanten politikbestimmenden staatlichen Institutionen stützen sich gegenwärtig vor allem auf die exportorientierten Zweige der Volkswirtschaft. De facto haben diese business-Eliten die Funktion der Rahmensetzung übernommen. Sie erweisen sich mit dieser Aufgabe jedoch als überfordert, da ihr Hauptinteresse auf die jeweils eigenen Geschäftsfelder gerichtet ist.

Betrachtet man die neuen Institutionen und Akteure selbst, die im Ergebnis des konkreten evolutionären Prozesses entstehen, so sind sie nicht unmittelbar identisch mit den aus westlichen Industriegesellschaften antizipierten Vorbildern, selbst wenn dies ursprünglich intendiert war oder sie formell diesen folgen. Vorfinden lassen sich daher weniger idealtypische marktwirtschaftliche Strukturen als vielmehr informelle Strukturen sowie spezifische Verflechtungen von formellen und informellen Strukturen. Der Prozeß der Entstaatlichung hat im industriellen Sektor typischer Weise zu vielfältigen Mischstrukturen von staatlichem, regionalem und privatem Eigentum sowie institutionellen Verflechtungen (wechselseitige Beteiligungen) zwischen Unternehmen geführt, die auch als rekombiniertes Eigentum bezeichnet werden.³ Privatisierung hat in diesem Bereich insofern nur in wenigen Fällen zu klaren Verfügungsrechten geführt.

Zwischen dem Staat und den neuen Marktstrukturen besteht eine enge wechselseitige Abhängigkeit. Einerseits sind Banken und Investmentfonds in hohem Maße von staatlichen Entscheidungen abhängig. Die meisten Großbanken haben ihr Kapital aus staatlichen Krediten und Zahlungen akkumuliert. Andererseits sucht der Staat nach kompetenten Verwaltern für seine Anteile am Produktivvermögen und ist im Rahmen der dringenden Budgetstabilisierung gefordert, die geplanten Einnahmen des Staatshaushaltes aus der Privatisierung der Industrie zu realisieren.

³ D. Stark, The Hidden Character of East European Capitalism: Recombinant Ownership, in: Transition, Volume 6, Number 11-12/1995.

Unternehmen aus Industrie und Handel sind dem ständigen Wechsel gesetzlicher Bestimmungen sowie der de facto Wiedereinführung des staatlichen Außenhandelsmonopols in sogenannten strategischen Sektoren ausgesetzt.

Monetäre Beziehungen ließen sich bisher nur eingeschränkt in den wirtschaftlichen Beziehungen zwischen den verschiedenen Akteuren durchsetzen. Zahlungsrückstände des Staates gegenüber den Unternehmen und der Unternehmen untereinander gekoppelt mit dem Festhalten der Sicherung beschäftigungspolitischer Ziele durch die Unternehmen (für nach finanziellen Kriterien bankrotte Unternehmen werden keine Konkursverfahren durchgeführt) haben zu zwischenbetrieblicher Verschuldung in astronomischer Höhe geführt. Diese wird teilweise über Wechsel, Barter-Geschäfte und gegen Vergabe von Aktien versucht aufzuheben. Im Ergebnis daraus resultierender Rückstände bei dem Entrichten von Steuern und Abführungen in verschiedene Fonds wird die regulierende Funktion dieser Fonds von Sanktionen und anderen finanziellen Instrumentarien unterhöhlt, bzw. nahezu außer Kraft gesetzt. Der Rückgriff auf nichtmonetäre Regulierungsinstrumente nimmt dementsprechend zu.

In diesem Beitrag soll diese Problematik am Beispiel der Elektrizitätswirtschaft analysiert werden. An diesem Wirtschaftszweig, der einen bedeutenden Teil der volkswirtschaftlichen Infrastruktur darstellt, lassen sich die Probleme des Wandels gut studieren. Die Untersuchung bezieht sich auf den Zeitraum ab 1993, d.h. nachdem die Entscheidung über die Privatisierung der Elektrizitätswirtschaft getroffen worden war.

Unsere Untersuchung konzentriert sich dabei insbesondere auf Sibirien, da Sibirien für Rußland die Ressourcenbasis für alle Energieträger darstellt und daher auch die neuen Fragen des interregionalen Austauschs in Rußland angesprochen werden.

Für die Stromversorgung - ähnlich wie für andere netzgebundene Bereiche (Gasversorgung, Telekommunikation, Eisenbahn etc.) - gelten aufgrund der Netzbindung der Leistungen dieses Sektors eine Reihe von Besonderheiten auch im Rahmen eines marktwirtschaftlichen Systems. Diese Besonderheiten haben in der Vergangenheit zum Teil dazu geführt, daß eine staatliche Marktordnung mit stark wettbewerbsausschließendem Charakter an die Stelle der allgemeinen Marktordnung getreten ist. Im Extremfall betreibt oder betreibt der Staat dieses System in eigener Regie: Die Struktur des früheren verstaatlichten Stromsystems in Großbritannien unterscheidet sich z.B. nur wenig von der der ehemaligen DDR.

Auf der anderen Seite sind es nicht nur die besonderen wirtschaftlichen Bedingungen dieses Sektors, die zu einer stärkeren staatlichen Einflußnahme auf die Marktordnung geführt haben: Die Stromversorgung wird teilweise als eine Infrastruktur betrachtet, deren Bedeutung eine besondere staatliche Einflußnahme rechtfertigt. Bekanntlich hat eine besondere staatliche Regulierung wegen der mit der Zeit entstehenden vielfältigen daraus abgeleiteten Interessenpositionen anschließend häufig den Charakter, ihren eigentlichen Anlaß zu überdauern.

Es gibt derzeit in vielen Ländern eine Diskussion um die Neugestaltung des Ordnungsrahmens für die leitungsgebundene Energieversorgung und insbesondere auch für die Stromwirtschaft. Die Bandbreite der Möglichkeiten für die Auswahl des institutionellen Rahmens der Stromwirtschaft hat sich aufgrund dieser Debatte und der inzwischen erfolgten Veränderungen in vielen Ländern erheblich erweitert. Es ist daher interessant, die im Westen geführte Diskussion auf den Transformationsprozeß in einer früheren Zentralplanwirtschaft zu beziehen. Die Parallelen etwa bei der Umgestaltung der Stromversorgung in Rußland zu der Reform in Großbritannien drängen sich förmlich auf: In Großbritannien bildete die Privatisierung der bis dato zentralstaatlichen Stromversorgung die Basis für die Einführung eines neuen Ordnungsrahmens, in dem Marktelemente auf der Erzeugungs- und Verbraucherseite mit den Monopolelementen der Verteilungsseite auf neue Weise gemischt wurden.

Bei jedem Analogieschluß ist jedoch Vorsicht geboten: Kann man wirklich davon ausgehen, daß der Übergang zur Marktwirtschaft in einem Land wie Rußland quasi als Stunde Null einer rationalen Wahl von Institutionen gelten kann? Der Weg zur Marktwirtschaft erfordert die Entwicklung neuer Regelsysteme und ein dementsprechendes mit diesem Regelsystem korrespondierendes Verhalten der beteiligten Akteure. Der Zusammenhang von Institutionenbildung und Verhaltensentwicklung ist komplex und erfordert einen Entwicklungsprozeß, bei dem idealtypischer Weise Regelsetzung und wirtschaftliches Verhalten sich in einem Wechselspiel entfalten sollten. In Rußland ist derzeit eine Hyperaktivität bei der Schaffung von staatlichen Regeln zu beobachten. Die Menge der neu zu setzenden Regeln ist immens, der Problemdruck angesichts der wirtschaftlichen und sozialen Krise ist ungeheuer groß, gleichzeitig sind die Einflußmöglichkeiten der Regierung gering und die Informationsabstimmungs-Prozeduren zwischen Regierung und Akteuren noch nicht so entwickelt wie in einem eingespielten marktwirtschaftlichen System (Fehlen von Interessenverbänden etc.). Im folgenden wird daher von der Hypothese ausgegangen, daß in Rußland derzeit generell von einem weiten Auseinanderklaffen der Entwicklung in der autonomen Sphäre der Märkte - soweit eine solche überhaupt existiert - und der staatlichen Regelsetzungsaktivität gesprochen werden kann. Diese Hypothese soll auf die Stromversorgung in Rußland angewandt werden.

Zunächst wird auf die Diskussion über die Deregulierung und Neugestaltung der Elektrizitätswirtschaft im Westen und den osteuropäischen Ländern eingegangen. Danach wird ein Überblick über den Stand der Stromversorgung und seine Einbettung in den energiewirtschaftlichen Rahmen aufgezeigt und schließlich wird der gegenwärtige Reformprozeß analysiert.

3. Merkmale des Stromsektors

Die Besonderheiten des Ordnungsrahmens der Stromwirtschaft in vielen politischen Systemen sind im Zusammenhang mit den folgenden Merkmalen des Stromsektors zu sehen:

- Die Ware „Strom“ ist netzgebunden. Die Verfügbarkeit von Strom für den Verbraucher setzt also ein spezifisches Transport- und Verteilungsnetz voraus.
- Verteilungs- und Transportnetze unterliegen weitgehend den Bedingungen eines *natürlichen Monopols*: Ein einzelnes integriertes Netz kann technisch kostengünstiger betrieben werden, als mehrere konkurrierende Netze, wenn die Betreiber sich wie wettbewerbsorientierte Akteure verhalten. Da aufgrund der Konstellation hierzu primär kein Anreiz besteht, müssen solche Anreize durch politische Regulierung geschaffen werden.
- Produktion und Verbrauch von Strom finden gleichzeitig statt, eine Entkoppelung von Erzeugung und Verbrauch über die Bildung von Lagern ist praktisch nicht möglich.
- Die Verfügbarkeit der Ware „Strom“ ist die Voraussetzung für die Nutzung einer Reihe von darauf basierenden Gütern und Leistungen grundlegender Art (z.B. elektrisches Licht). Im Kernbereich des Strommarktes besteht nur eine geringe oder gar keine Substitutionsmöglichkeit.

Diese Merkmale bilden die Grundlage für die Besonderheit in der Entwicklung der Stromwirtschaft.

Aufgrund der Netzgebundenheit, die man auch als technische Integration von Erzeugung und Verteilung bezeichnen kann, hat sich häufig eine wirtschaftliche Integration der gesamten Angebotsseite vom Kraftwerk über das Verbund- und Transportsystem bis zum Endverbraucher ergeben. Gleichzeitig wird damit der Kostenstruktur Rechnung getragen, die auch heute noch für Transport- und Verteilungsnetze weitgehend die Charakteristik eines natürlichen Monopols aufweist.

Die Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch gibt einen starken Anreiz zur Mischung von Nachfragen mit unterschiedlichem zeitlichen Profil in einem Netz, weil dadurch die Auslastung der Erzeugungs- und Verteilungsanlagen verbessert werden kann. Weiterhin bedeutet dies einen Anreiz zur Kooperation verschiedener Erzeuger in einem gemeinsamen Netzverbund, da auf diese Weise die von der Nachfrageseite ausgehenden Lastschwankungen gepoolt werden können und sich damit auf jeden einzelnen nur in geringerem Umfang auswirken.

Die geringen Substitutionsmöglichkeiten im Zusammenhang mit dem durch die Ware „Strom“ ermöglichten Systemzugang zu vielen Verbrauchersystemen erklären den hohen Grad von politischer Interventionsbereitschaft in das Elektrizitätswirtschaftliche System, die in vielen Ländern zu beobachten ist.

Bei einer privatwirtschaftlichen Entwicklung des Stromsektors ist es wahrscheinlich, daß bestimmte Gebiete von den Unternehmen nicht erschlossen werden, wenn diese eine geringe Nachfragedichte aufweisen, weil die hohen Anfangsinvestitionen in das Verteilungsnetz als zu riskant betrachtet werden. Dieser Zustand ist für die betroffene Bevölkerung ebenso unbefriedigend wie für die Anbieter von Elektrizitätsanwendenden Produkten. In der Entwicklung der

Stromwirtschaft kam es daher oft zur Herausbildung von geschlossenen Versorgungsgebieten, die für den privaten Investor das Investitionsrisiko vermindern und häufig mit der Erschließungspflicht für bisher nicht erschlossene Gebiete verbunden wurden. Historisch kam es auch oft zu einer direkten Übernahme von Versorgungsgebieten durch Gemeinden, weil Unternehmen die Entwicklung nicht vornehmen wollten oder nicht befriedigend durchführten.

In gewisser Weise wurde also in dieser Entwicklungsphase Elektrizität als „meritorisches“ Gut aufgefaßt, dessen allgemeine Verfügbarkeit über besondere staatliche Einflußnahme gesichert werden sollte.

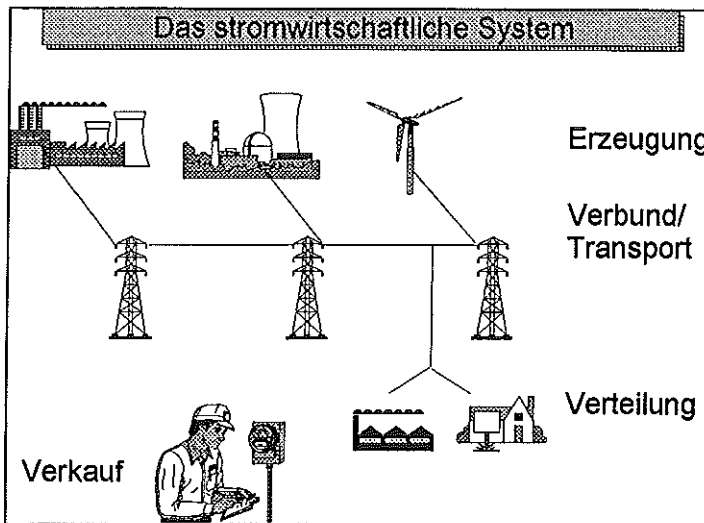
Im Zusammenhang mit der geringen Substitutionsmöglichkeit für den Verbraucher im Kernbereich des Strommarktes sind geschlossene Versorgungsgebiete in gewisser Weise eine Einladung zum monopolistischen Mißbrauch. Es ist daher nur konsequent, daß in diesem Sektor besondere Maßnahmen der Preisregulierung eingeführt wurden.

4. Ansatzpunkte wettbewerblicher Organisation

Die Vorteile relativ geschlossener Marktstrukturen für die Anbieter von Strom liegen in der hohen Investitionssicherheit, die damit verbunden ist. Während der Entwicklungsphase der Stromversorgung bot diese Investitionssicherheit die Grundlage für eine Expansion des Sektors. Wegen der hohen Skalenerträge im Zuge des wirtschaftlichen Wachstums sanken die realen Strompreise in der Entwicklung lange Zeit, so daß die Frage der Marktstruktur und Marktordnung im politischen System nicht von hohem Interesse war. Die Skalenvorteile größerer Kraftwerke sind jedoch seit längerer Zeit ausgelaufen und die Strommärkte entwickeln sich in höher entwickelten Volkswirtschaften nur noch im Rahmen des durchschnittlichen volkswirtschaftlichen Wachstums oder weniger. In diesem Zusammenhang wird nun vermutet, daß sich aus einer Markttöffnung volkswirtschaftliche Effizienzvorteile ableiten lassen. Diese ergeben sich aus einem veränderten Zusammenspiel der Teile des Gesamtsystems (Systemvorteile), aus einem veränderten Verhalten der einzelnen Unternehmen und aus einem veränderten Verhalten der Konsumenten in einem geänderten System.

Das Stromsystem besteht aus den Teilsystemen Erzeugung, Transport- und Verbundnetz, Verteilung (im physischen Sinne) und Verkauf (im wirtschaftlichen Sinne). Ansätze der Markttöffnung können von der Erzeugungsseite ausgehen. Solche Ansätze müssen dann eine Klärung darüber herbeiführen, wie konkurrierende Erzeuger in die Lage versetzt werden, den von ihnen erzeugten Strom auch zu transportieren. Bei Aufrechterhaltung privater Netze kann dies dadurch geschehen, daß den privaten Erzeugern ein Durchleitungsrecht durch die Netze anderer Unternehmen eingeräumt wird. Hieraus ergeben sich unterschiedliche Möglichkeiten, je nachdem, ob die durchleitungsbezugsberechtigten Stromkunden selber Versorgungsunternehmen sind oder ob es sich um Endkunden oder bestimmte Teile der Endkunden handelt.

Abbildung 1: Das stromwirtschaftliche System



In allen Fällen sind erhebliche Eingriffe in den privatwirtschaftlichen oder staatlich gesetzten institutionellen Rahmen erforderlich. Wie dies im einzelnen geschehen kann, hängt sehr stark von der konkreten Ausgestaltung des Ordnungsrahmens und des politischen Systems insgesamt in dem jeweiligen Land ab. Weiter unten wird auf einige Beispiele eingegangen.

Bei der Einräumung von Zugangsrechten (Durchleitung oder auch „Third Party Access“) handelt es sich technisch-physikalisch um eine Fiktion. Dies läßt sich gut an der Abbildung 1 demonstrieren. Unterschiedliche und institutionell getrennte Kraftwerksunternehmen speisen in ein Verbundsystem ein. Verschiedene Verteiler entnehmen aus diesem Verbundsystem Elektrizität zur Weiterleitung an ihre Kunden. Aufgrund der Simultanität von Erzeugung und Verbrauch ist es unmöglich, in einem solchen System sicherzustellen, daß die Elektrizität physikalisch so fließt, wie dies den verabredeten Durchleitungsverträgen entsprechen würde. Vielmehr entsteht im Verbundsystem eine Art Mischprodukt aus den Erzeugungsaktivitäten der verschiedenen Einspeiser, das dann insgesamt dem Stromverbraucher zur Verfügung gestellt wird.

Insofern ist die Definition allgemeiner Zugangsrechte für sämtliche beteiligten Akteure kaum als allgemeines Wettbewerbsmodell der Stromversorgung geeignet. Es kann nämlich nicht sichergestellt werden, daß die in den einzelnen bilateralen Abkommen von Erzeugern und Verbrauchern festgelegten Mengen und Bedingungen auch eingehalten werden können. Besteht z.B. im Diagramm eine Vertragsbeziehung zwischen dem Kohlekraftwerk und dem eingezeichneten Verteiler und läßt sich die Leistung des Kohlekraftwerks aufgrund einer Störung nicht aufrechterhalten, so wird der Verteiler weiterhin Strom beziehen. Dies geschieht jedoch jetzt

zu Lasten einer automatischen Angleichung der ausgefallenen Menge durch die anderen Einspeiser. Zwischen dem Verbraucher und diesen Erzeugern besteht jedoch keine unmittelbare Vertragsbeziehung. Wirtschaftlich gesprochen treten bei einem allgemeinen Durchleitungssystem also externe Effekte auf, die die Marktergebnisse verfälschen würden. Das Durchleitungsmodell ist daher noch am leichtesten auf der sogenannten Großhandelsstufe einsetzbar, wo nur wenige Akteure tätig sind und wo die genannten externen Effekte durch entsprechende Zusatzvereinbarungen über Reservelieferungen etc. relativ leicht aufgefangen werden. In gewisser Weise stellt die Eröffnung von Zugangsrechten eine erste Stufe hin zu der Gestaltung einer marktnäheren Ordnung für die Stromversorgung dar.

Ein verallgemeinertes Modell muß der Tatsache Rechnung tragen, daß aufgrund der Zeitgleichheit von Angebot und Nachfrage die Verbraucher immer das Produkt Netzstrom und nicht das Produkt eines einzelnen Erzeugers beziehen. Dem läßt sich durch eine institutionelle Trennung zwischen Erzeugern und dem Verbund-/Transportsystem Rechnung tragen. Die Dienstleistungen des Verbundsystems ebenso wie die des Verteilungssystems unterliegen den Bedingungen des natürlichen Monopols, d.h. daß wirtschaftlich effektive Lösungen hier Alleinanbieter voraussetzen. Eine volkswirtschaftlich effektive Lösung verlangt dann, daß alle Beteiligten zu gleichen Bedingungen Zugang zu diesem System finden können. Hierzu bedarf es besonderer Spielregeln, die die Rechte und Pflichten der Akteure definieren. Es kann andererseits nicht gefolgert werden, daß das Netzsystem nun von der öffentlichen Hand betrieben werden muß. Logisch folgerichtig ist allerdings eine weitgehende Trennung von Erzeugung und Netz, da nur so ein nicht diskriminierender Zugang für alle Erzeuger zum Netz gewährleistet werden kann.

Es liegt nahe, das Netz als Einkaufspool zu gestalten und als den Marktplatz des Systems zu definieren. Auf diesem Marktplatz kann nach einheitlichen Regeln der Einkauf so gestaltet werden, daß immer die Anbieter mit den niedrigsten Grenzkosten die Erzeugung übernehmen. Damit ist eine Gesamtoptimierung des Systems möglich. In diesem Punkt besteht Übereinstimmung mit einem vollständig zentralistischen System, bei dem im Prinzip der Einsatz der Kraftwerke von einer zentralen Stelle aus unter dem Gesichtspunkt der Kostenminimierung des gesamten Systems durchgeführt werden kann.

Der große Vorteil des Pools liegt jedoch in der Tatsache, daß er unabhängige Anbieter miteinander vereint. Die Abläufe können ähnlich wie bei einer Börse organisiert werden.

In den meisten Fällen sind Verteilung von Elektrizität und Verkauf heute integriert. Bei einer Marktöffnung liegt es nahe, diese beiden Aktivitäten zu trennen und zumindest unabhängige Verkäufer zusätzlich zu den Verteilern zuzulassen, die den Wettbewerb auf der Seite der Endkunden aktivieren können. Implizit beinhaltet bereits die Eröffnung von Zugangsrechten für Verbraucher die Trennung von Verkauf und Verteilung (als physischer Dienstleistung), da an Endverbraucher liefernde Erzeuger damit auch Verkäufer werden. Die Übernahme der Funk-

tion des Handels durch unabhängige Verkäufer, sofern dies zugelassen wird, ist dann nur die logische Folge von Rahmenbedingungen, bei der die Akteure unter Abwägung der Kosten und Nutzen selbst entscheiden. Hier stellt sich die Frage, ob der Betreiber des Verteilungsnetzes selbst als Händler zugelassen sein soll und wie weit die Trennung der Funktionen reichen soll. Vorrangig ist hier die scharfe Trennung beider Aktivitäten bei einem Verteiler, um Quersubventionierungen auszuschließen.⁴

Preise

Da die relative Knappheit von Strom mit dem jeweiligen Belastungszustand des Netzes über die Zeit variiert, müssen Preise, die den Verbraucher über die jeweilige Knappheitssituation informieren sollen, zeitvariabel sein. Zeitvariable Verbraucherpreise können grundsätzlich auch in geschlossenen Versorgungsgebieten eingesetzt werden. Wie weit sie praktikabel sind, hängt im wesentlichen von der relativen Bedeutung der damit verbundenen Informations- und Transaktionskosten ab. Bei kleinen Verbrauchern sind diese Kosten derzeit noch zu hoch. Es ist jedoch möglich, den Grundgedanken der Zeitvariabilität der Preise auch in vereinfachte Tarifierungsmodelle zu übernehmen, um tageszeit- und jahreszeitbedingte Lastschwankungen zum Ausdruck zu bringen.

Zeitabhängige Preisbildung wird in der einen oder anderen Form fast überall praktiziert. Im allgemeinen jedoch nicht in der Form eines in festgelegten Zeitintervallen schwankenden Preises, sondern in Form von zweigliedrigen Tarifen, die mit einem Preisbestandteil die nachgefragte Spitzenlast (in kW) bewerten und mit einem zweiten Preisbestandteil die nachgefragte Energie (in kWh) differenziert nach einigen Preisperioden zugrunde legen. Die Anreizwirkungen solcher Preissysteme sind denen echter zeitvariabler Preise ähnlich, so daß sie aufgrund der geringen Transaktionskosten bei Abnehmern einen vernünftigen Kompromiß darstellen können, wenn nicht häufig auch vorzufindende institutionelle Differenzierungen (Haushalte, Gewerbe, Landwirtschaft etc.) zu willkürlichen Verzerrungen führen.

Bei einer Marktöffnung sind weitgehende Differenzierungen zu erwarten, da die Form der Tarifierung selbst zumindest in der Übergangsphase Verkaufsargument sein kann.

⁴ Vgl. hierzu die kürzlich vorgelegte modellanalytische Untersuchung von Brunekreeft, der zu dem Ergebnis kommt, eine vollständige Ausschließung des Verteilers vom Handel würde nicht zu optimalen Ergebnissen führen. Brunekreeft, G, (1994): Open access versus common carriage, in electricity distribution, Diskussionsbeiträge, Institut für Verkehrswissenschaft und Regionalpolitik, Universität Freiburg, Nr. 14.

5. Reformprozesse im Westen

5.1. Deutschland

Die Marktordnung der Stromversorgung in Deutschland weist nur in geringem Umfang Wettbewerbselemente auf. Für alle Aktivitäten des Stromsystems sind klare Gebietsabgrenzungen definiert. Der größte Teil der Erzeugung wird von sogenannten Verbundunternehmen geleistet, die das Hochspannungstransport- und Verbundnetz für ein abgegrenztes Gebiet übernehmen und für die Erzeugung in diesem Gebiet zuständig sind. In kleinerem Umfang wird Elektrizität auch von regionalen oder kommunalen Unternehmen erzeugt.

Das Transport- und Verbundsystem wird von den Verbundunternehmen im Rahmen einer privatwirtschaftlichen Vereinbarung betrieben. Diese regelt den Netzbetrieb und die Reserve- und Sicherungsfunktion des Verbundnetzes. Innerhalb des Verbundnetzes wird zwischen den Unternehmen auch ein Spotmarkt betrieben, der aber auf diese Unternehmen beschränkt ist. Für den Bereich des Verbundnetzes existiert keine öffentliche Regulierung.

Dies ist eine interessante Komponente zur Ausgestaltung stromwirtschaftlicher Systeme: Sie zeigt, daß eine Lösung für die Bereitstellung des quasi öffentlichen Gutes Netzleistung privatwirtschaftlich möglich ist.

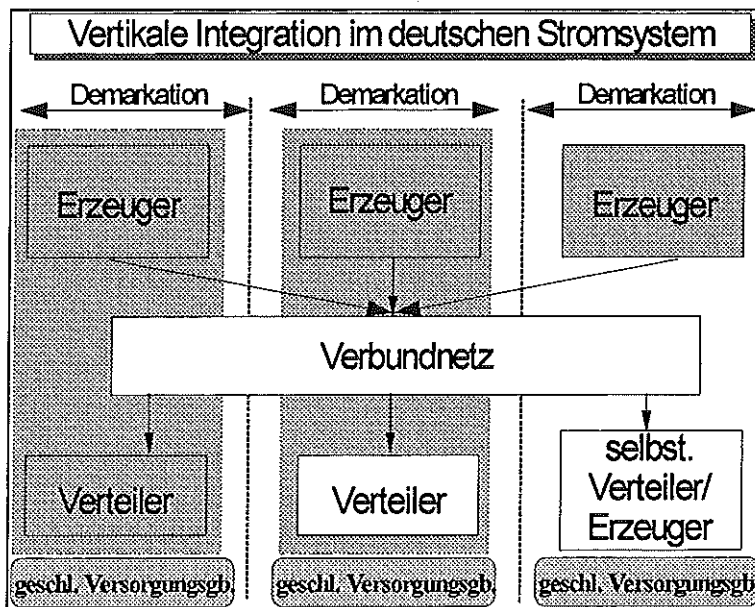
Die Verteilung erfolgt in geschlossenen Versorgungsgebieten durch Verbundunternehmen selbst oder durch regionale/ kommunale Verteilerunternehmen. Die Struktur ist in der Abbildung 2 dargestellt: Die geschlossenen Versorgungsgebiete auf der örtlichen Verteilungsebene finden ihr Äquivalent in der Gebietsabgrenzung der Erzeugerunternehmen. Zwar wird auf der Verbundebene ein Lastenausgleich praktiziert, aber grundsätzlich gilt hier, daß jedes der für eine Region zuständigen Verbundunternehmen grundsätzlich für seine Region auch die Kapazitäten bereitzustellen hat. Es findet also keine Optimierung der Erzeugung über das gesamte deutsche Gebiet statt, sondern jedes Verbundunternehmen optimiert grundsätzlich für sich selbst.

Die Übertragung der Versorgungspflicht korrespondiert mit einer Reihe besonderer staatlicher Regulierungseinrichtungen: Kraftwerks- und Leitungsbau unterliegen einer Zustimmungspflicht durch die Länderwirtschaftsminister und die Endverbrauchertarife unterliegen der Preisaufsicht. Größere Stromverbraucher können im Rahmen von privatwirtschaftlichen Vereinbarungen beliefert werden, die keiner besonderen Preisaufsicht sondern nur der allgemeinen Mißbrauchsaufsicht nach dem Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen unterliegen.

Das stromwirtschaftliche System Deutschlands ist in seiner Konstruktion weit entfernt von dem allgemeinen Grundprinzip der Marktordnung, das auf offenen wettbewerblichen Strukturen basiert (Kartellverbot nach dem GWB). Der Ordnungsrahmen wird daher durch explizite Ausnahmebestimmungen im Rahmen des Kartellgesetzes ermöglicht, hier sind Konzessionsverträge

(Beauftragung eines Unternehmens mit der alleinigen Stromversorgung in einem Gemeindegebiet) und Demarkationsverträge (Gebietsabsprachen zwischen Versorgungsunternehmen) erlaubt. Das Konzessionsvergaberecht der Gemeinden ergibt sich dabei aus der Tatsache, daß sie über das Recht an den öffentlichen Wegen verfügen und im Rahmen der Konzessionsverträge den Stromverteilern die Benutzung dieser Wege für die Verteilungsleitungen gegen ein Entgelt (Konzessionsabgabe) einräumen. Die im Strombereich tätigen Unternehmen sind im allgemeinen privatwirtschaftliche Unternehmen, wenn auch das Anteilseigentum häufig mehrheitlich oder insgesamt bei der öffentlichen Hand liegt.

Abbildung 2: Vertikale Integration im deutschen Stromsystem



Eine Marktöffnung im deutschen Stromsystem muß zunächst die Kompetenzverteilung im Rahmen der föderalen Staatsverfassung beachten. Darüber hinaus sind weitgehende Veränderungen nur möglich, wenn in Eigentumsrechte eingegriffen würde (institutionelle Trennung von Netz und Erzeugung), die der deutschen wirtschaftspolitischen Tradition nicht entsprechen. Der Reformgesetzentwurf des Bundeswirtschaftsministers vom Januar 1994 versucht dem durch folgende Reformelemente Rechnung zu tragen:

- Abschaffung der Ausschließlichkeit von Konzessionsverträgen. Die Gemeinden schließen weiter Konzessionsverträge ab, aber können mehr als ein Unternehmen konzessionieren.
- Schaffung von Zugangsrechten zum Verbundnetz (Durchleitung) und

- Beseitigung der Investitionsgenehmigung für Kraftwerke und Leitungen (freier Kraftwerks- und Leitungsbau).⁵

5.2. USA

Die Ausgangsbedingungen in den USA sind ähnlich wie in Deutschland. Grundsätzlich wird die Stromverteilung in geschlossenen Versorgungsgebieten vorgenommen. Angesichts der Größe des Landes sind allerdings die Bedingungen im Verbundsystem wesentlich differenzierter. Seit langem gibt es in den Vereinigten Staaten neben den kommunalen Verteilern bzw. Verteiler/Erzeugern auch unabhängige privatwirtschaftliche Erzeuger, die regional oder überregional tätig sind.

Der Gesetzgeber hat stärker als in Deutschland in die Strukturierung der Stromversorgung eingegriffen. Zunächst durch das Gesetz von 1978, mit dem die Einspeisung von Strom erleichtert wurde.⁶

In diesem Zusammenhang wurden häufig auch Ausschreibungen für neu zu errichtende Kapazitäten verlangt, so daß bei Vorliegen der wirtschaftlichen Voraussetzungen fremde Anbieter damit Zugang zum Versorgungsgebiet des ausschreibenden EVU bekommen. „In dem Maß, in dem Unabhängige, d.h. Gebietsfremde, die Erzeugungsaktivitäten in einem Gebiet übernehmen, ist eine zunehmende unternehmensmäßige Separierung von Erzeugungsaktivitäten einerseits und Netzaktivitäten andererseits die Folge.“⁷

Diesen ersten Reformschritten folgte ein weiterer im Jahre 1992 mit dem Energy Policy Act. Mit diesem Gesetz wurde eine systematische Grundlage für die Durchleitung von Strom zwischen Stromversorgungsunternehmen geschaffen. Erzeuger und Weiterverteiler können Verträge miteinander schließen, die zur Erfüllung solcher Lieferverträge notwendigen Netzkapazitäten müssen von dem in dem entsprechenden Durchleitungsgebiet liegenden Versorgungsunternehmen gegen entsprechende Vergütung zur Verfügung gestellt werden.

Die Regulierung der Stromwirtschaft obliegt einer zentralstaatlichen Instanz (Federal Energy Regulation Commission) sowie den Regulierungskommissionen der einzelnen Bundesstaaten.

Bei ähnlichen politischen Restriktionen aufgrund der Struktur des politischen Systems ist die Entwicklung in den USA wesentlich weiter fortgeschritten als in Deutschland. Ein vollständiger auf einen Zeitpunkt bezogener Systemwechsel war in den USA ebenso wenig möglich wie er in Deutschland möglich wäre. Es zeigt sich aber in den USA, daß über einen längeren Zeit-

⁵ Gesetzentwurf der Bundesregierung zur Neuregelung des Energierechts vom 28.1.1994.

⁶ Public Utilities Regulatory Policies Act (PURPA).

⁷ Klopfer, T., und Schulz, W. (1993): Märkte für Strom, München, S. 355

raum Schritte ergriffen wurden, um eine allmähliche Öffnung der Märkte in der Stromwirtschaft zu erreichen. Die Durchleitung ist derzeit auf Elektrizitätsunternehmen beschränkt. Man kann aber davon ausgehen, daß eine Öffnung der geschlossenen Versorgungsgebiete durch Definition von Durchleitungsrechten für Endverbraucher der nächste Reformschritt sein wird.⁸

5.3. Europäische Union

Die Marktordnung der Stromwirtschaft ist in den verschiedenen Ländern der Europäischen Union recht unterschiedlich. Die Bandbreite reicht heute von der zentralistisch-staatlichen Organisationsform in Frankreich bis zum liberalisierten Modell in Großbritannien. In den meisten Ländern liegen Mischmodelle vor, jedoch sind geschlossene Versorgungsgebiete und häufig auch vertikal integrierte Unternehmen in den meisten Ländern die Grundlage der Organisation des Strommarktes. Die Europäische Kommission als supranationale Einrichtung stellte sich die Aufgabe, aufbauend auf diesen heterogenen Strukturen einen Vorschlag zu entwickeln, der in Richtung einer Angleichung der Verhältnisse wirken kann, ohne in die durch nationales Recht und nationale politische Institution geschützten Belange hineinzureichen. Dabei ist die Kompetenzabgrenzung durchaus nicht unstrittig.

Die Kommission stützt sich auf das dem Europäischen Vertrag zugrunde liegende Wettbewerbsgebot, das sie auf die Besonderheiten der leitungsgebundenen Energieversorgung übertragen möchte. In jüngerer Zeit wird andererseits die nationale Autonomie in der Gestaltung von Wettbewerbsausnahmebereichen stärker betont. Insbesondere schützt der Art 90,2 EGV besondere nationale Regulierungen von Wirtschaftsbereichen, bei denen dies im allgemeinen Interesse liegt.⁹ Eine Vereinheitlichung, die in die inneren Strukturen der einzelnen Länder hineinreicht, ist dann allerdings ausgeschlossen.

Die Vorschläge der Kommission gehen jedenfalls von dem Grundgedanken einer Vereinheitlichung aus und bewegen sich daher notwendigerweise aufgrund der Kompetenzschränken im Rahmen etwa der amerikanischen Reformvorschläge. Die Bausteine der Reform sind:

1. Liberalisierung des Kraftwerks- und Leitungsbaus

Dies ist die Voraussetzung für die Schaffung von Erzeugerwettbewerb. Freier Kraftwerksbau ermöglicht den Marktzugang gebietsfremder oder bisher branchenfremder Akteure und der freie Leitungsbau ermöglicht Anbietern oder Verbrauchern von Elektrizität eigenständige Netzzugänge.

⁸ Lt. Mitteilung von Dr. F. P. Sioshansi vom Electric Power Research Institut (EPRI) steht zwar die Einführung dieses so genannten *retail-wheeling* nicht unmittelbar bevor. Jedoch rechnen die Unternehmen seit längerem damit und führen Umstrukturierungen durch, um sich darauf vorzubereiten.

⁹ Vgl. hierzu ausführlich: Jarass, H. D.: Europäisches Energierecht, Berlin 1996, S. 85 ff.

2. Unbundling

Vertikal integrierte Unternehmen sollen ihre Erzeugungsaktivitäten, Transport-/Verbundaktivitäten und Verteilungsaktivitäten trennen. Da eine volle eigentumsmäßige Trennung durch die Kommission nicht vorgeschrieben werden kann, wird eine getrennte Rechnungslegung der verschiedenen Abteilungen vertikal integrierter Unternehmen verlangt. Mithilfe des „unbundling“ soll erreicht werden, daß die Kosten der Netz- und Verteilungsaktivitäten sichtbar von den Erzeugungskosten getrennt werden können, um eine höhere Transparenz bei der Berechnung von Preisen für Netz- und Verteilungsdienstleistungen zu erzielen.

3. Durchleitung (Third Party Access)

Stromverteiler und bestimmte Stromverbraucher sollen den direkten Zugang zum Netz erhalten, um sich den für sie günstigsten Lieferanten aussuchen zu können. Mit dem Netzzugang für Verteiler entsteht wie in den USA ein Großhandelsmarkt, mit dem Netzzugang Dritter (Verbraucher) entstehen Elemente eines Verbrauchermarktes für Strom. Die verschiedentlich geänderten Regeln für die Abgrenzung des Kreises der Zugangsberechtigten sind weniger aus der Logik der Vorschläge zu verstehen als vielmehr Elemente einer politischen Durchsetzungsstrategie. Auf sie soll daher nicht weiter eingegangen werden.

4. Für Versorgungsgebiete sollen für das Übertragungs- und Verteilungsnetz Netzbetreiber benannt werden. Die Netzbetreiber haben die Aufgabe, in dem jeweiligen Gebiet den Netzbetrieb sicherzustellen, die Koordination mit anderen Netzen durchzuführen, den Kraftwerkseinsatz nach Kostenminimierungsregeln festzulegen und den Netzzugang Dritter zu ermöglichen.¹⁰

5. Der Kompromiß zwischen Ländern mit einer zentralistischen Organisation und solchen, die eine Marktöffnung vorsehen, soll durch das „single buyer Konzept“ gelöst werden. Spezifizierte Großkunden sollen danach das Recht zum Einkauf von außerhalb der Landesgrenzen haben. Die Abwicklung erfolgt jedoch durch das einheitliche Versorgungsunternehmen (*single buyer*), das die Vorteile des Imports an den Verbraucher weitergeben soll. Angesichts der geringen Transparenz von Preisen und Kosten bei einem einheitlichen Monopol verfügt das Zentralmonopol dabei über deutlich mehr Aktionsparameter zur Verhinderung von echtem Wettbewerb als einzelne disintegrierte Unternehmen in einem offeneren Markt, so daß dies Konzept nur einen politischen Realisierungsschritt darstellen kann.

¹⁰

Bei reinen Verteilungsnetzen entfällt die Aufgabe der Regelung des Kraftwerkseinsatzes.

5.4. Großbritannien

Das nach dem 2. Weltkrieg verstaatlichte britische System der Stromwirtschaft bestand aus einer zentral geführten Einrichtung für die Erzeugung und den Betrieb des Verbundnetzes und regional organisierten Verteilungseinrichtungen. Durch die Privatisierung wurde der Erzeugungsbereich mit Ausnahme der nicht privatisierbaren Kernkraftwerke in zwei getrennte Unternehmen überführt, die regionalen Verteilungseinheiten wurden jeweils als selbständige Unternehmen privatisiert und es entstand eine Netzgesellschaft aus dem Verbundnetzbereich, an der die regionalen Verteiler wesentliche Anteile halten. Somit war durch die Form der Privatisierung die Grundlage für eine Marktöffnung gelegt.

Verbundnetz und Verteilung verbleiben Monopolbereiche. Für beide wird deshalb eine strikte Regulierung vorgesehen, die sich sowohl auf die Versorgungsbedingungen wie die Preise bezieht. Verteiler haben in ihrem Verteilungsgebiet die Versorgungspflicht in dem Sinne, daß sie alle Verbraucher, die dies wünschen, mit Netzdienstleistungen versorgen müssen. Dazu müssen sie einheitliche Tarife anbieten.

Verbraucher haben grundsätzlich das Recht, von jedem Erzeuger Strom zu kaufen. Allerdings wird die volle Zugangsmöglichkeit für alle Verbraucher schrittweise eingeführt, zunächst haben nur Großverbraucher das Recht auf direkten Zugang. Auf diese Weise entsteht allmählich ein Endverbraucher-Wettbewerb und das Verkaufen von Strom findet nicht alleine durch den Inhaber des jeweiligen Verteilungsmonopols statt.

Auf der Erzeugungsseite entsteht zunächst Wettbewerb durch die Tatsache, daß mehrere Anbieter Strom anbieten. Soweit sich dies innerhalb von privaten Kontrakten zwischen Teilern oder Endkunden abbildet, ist das System allerdings wenig transparent. Es wurde deshalb zusätzlich ein Pool eingerichtet, über den der Netzbetreiber in transparenter Weise die Entscheidungen über den Kraftwerkseinsatz vornimmt. Die Anbieter legen in halbstündigen Abschnitten gestaffelt ihre Leistungsgebote vor, der Netzbetreiber ermittelt daraus unter dem Gesichtspunkt der Kostenminimierung den Grenzkostenpreis des jeweiligen Zeitintervalls und vergibt die entsprechenden Aufträge. Der so entstehende Marktplatz soll auf die Entscheidungen des gesamten Systems ausstrahlen.¹¹

¹¹ Ob dies der Fall ist, problematisiert eine kürzlich veröffentlichte Untersuchung zur Entwicklung der Strompreise von Industriekunden. Sie kam zu dem Ergebnis, daß die kontraktbestimmten Preise die Preise des Pools im Gegensatz zu dem, was man erwarten würden, bestimmt haben. Vgl. Lucas, N., und Taylor, P., *An Analysis of Electricity Contract Prices to Industrial Consumers in the United Kingdom*, in: *Utilities Policy* 1994, S. 309 - 313. Interpretiert man die Differenz zwischen Pool („Spotmarkt“) und Kontraktpreis als die Sicherheitsprämie der Verbraucher, dann erscheint das Ergebnis allerdings durchaus plausibel.

6. Transformation in Osteuropa

6.1. Tschechische Republik

In der Tschechischen Republik hat eine breite Privatisierung stattgefunden, die sowohl im Verkauf von Aktien an inländische oder ausländische Investoren bestand wie im Transfer von Aktien an die Bürger des Landes mit einem Gutscheinsystem. Im Energiesektor will die Regierung, die durch den nationalen Eigentumsfonds repräsentiert wird, einen signifikanten Anteil der wesentlichen Unternehmen behalten, die alle in Aktiengesellschaften umgewandelt wurden. Die letztendliche Mischung von privatem und Staatseigentum ist in diesem Sektor noch unklar. Im Stromsektor war die Verteilung von der Erzeugung und Übertragung getrennt. Für die letztere ist CEZ (České Energetické Zavody) verantwortlich. Dieses Unternehmen gehört zu 70 % dem Staat, 30 % der Aktien werden von inländischen und ausländischen Investoren gehalten.¹² Zu diesem Unternehmen gehören 80 % der Erzeugungskapazitäten und das Hochspannungsübertragungsnetz. Die acht Verteilerunternehmen sind ebenfalls als Aktiengesellschaften organisiert.

6.2. Ungarn

Bei der Privatisierung in Ungarn wurden vier Kategorien von Unternehmen unterschieden. Die Unternehmen des Energiesektors gehören zu der Industrie von großer strategischer Bedeutung, bei der eine Mehrheit oder zumindest eine Sperrminorität für die Regierung vorgesehen ist. Sie sollen von der staatlichen Holdinggesellschaft betreut werden. Im Jahre 1994 wurde dieser ursprüngliche Ansatz modifiziert und die Privatisierung beschleunigt. Möglichkeiten für strategische Investoren, größere Aktienpakete zu erwerben, wurden verbessert.

Der Stromsektor wurde in der Holdinggesellschaft Ungarische Stromgesellschaft (MVM RT) zusammengefaßt. Von der Gruppe wird auch die Wärmeversorgung der Fernwärmesysteme durchgeführt. Innerhalb der Gruppe gibt es vier Untergruppen: Kraftwerke (4), Kraftwerke mit Kohlegruben (4), Verteilungsgesellschaften (6) und die nationale Netzbetriebsgesellschaft. Neben MVM werden insbesondere von der staatlichen Beteiligungsverwaltung weitere Anteile gehalten. Dazu kommen Gemeindeanteile und bei den Kohleminen auch die Übergangsgesellschaft für den Kohlesektor (SZESZÉK).¹³ Zu den Kraftwerksgesellschaften gehören meistens mehrere Kraftwerke.

1994 wurde die Privatisierung beschleunigt. Die Regierung wird nun nur 50 % der Aktien der Netzgesellschaft und der Gesellschaft für Atomkraft behalten. Die anderen Erzeugergesellschaften und die Verteilergesellschaften sollen zu 100 % verkauft werden. Dabei gibt es aller-

¹² Vgl. IEA, S. 54.

¹³ Energy Policies of Hungary, 1995 Survey, Paris 1995, S. 121.

dings Obergrenzen für den möglichen Aktienbesitz strategischer Investoren. Das Eigentum an den Erzeugungsanlagen und der Verteilung soll von dem des Netzbetriebs unabhängig sein.

6.3. Polen

Vor der Neuorganisation, die 1990 begann, gehörte der Energiesektor mit Ausnahme der örtlichen Wärme- und Verteilungsgesellschaften zum Ministerium für Industrie und Handel. Innerhalb dieses Ministeriums gab es eine Aufteilung nach Kohle und Elektrizität etc. Die Privatisierung des polnischen Energiesektors sollte richtigerweise Kommerzialisierung genannt werden. Nur einige unbedeutende Nebenfunktionen sind bisher wirklich privatisiert worden. Die meisten staatlichen Unternehmen wurden in Aktiengesellschaften verwandelt und innerhalb einer Holdinggesellschaft vereinigt. Ein Verkauf von Teilen dieser Aktien soll in Zukunft stattfinden.

Die polnische Netzbetriebsgesellschaft kauft Elektrizität von den 28 öffentlichen Erzeugern und den industriellen Eigenerzeugern und verkauft an 33 örtliche öffentliche Verteilungsgesellschaften weiter. Die örtlichen Verteilungsgesellschaften betreiben die örtlichen Netze und einige kleinere Kraftwärmekopplungssysteme. Diese wurden z.T. in Aktiengesellschaften umgewandelt, während die reinen Stromerzeugungsanlagen Staatseigentum geblieben sind. Bisher konnte keine Einigung darüber erzielt werden, die verschiedenen Gesellschaften in anderer Form zusammenzufassen.¹⁴

7. Rußland

7.1. Das Konzept zur Privatisierung des einheitlichen Stromsystems

Die Stromwirtschaft war in der Vergangenheit als ein staatliches Monopol organisiert, das die Bezeichnung Einheitliches Energiesystem (EES) der UdSSR trug. Es war dem Ministerium für die Elektrizitätswirtschaft untergeordnet und umfaßte die gesamte Elektrizitätsbranche, d.h. die Stromerzeugung, die Netzleitung sowie die Verteilung an die Endverbraucher und ebenso alle Baubetriebe sowie die Forschungs- und Entwicklungskapazitäten des Sektors.

Das EES untergliederte sich in elf regionale Elektrizitätsverwaltungen. Sieben davon befinden sich auf dem Territorium des heutigen Rußlands. Diese wiederum untergliederten sich in regionale Energiesysteme der Gebiete, die für die Versorgung der Endverbraucher mit Elektro- und Wärmeenergie zuständig waren.

Den Einstieg in eine institutionelle Neugestaltung der Stromwirtschaft eröffnete die Einbeziehung des Sektors in die Privatisierung. Sie vollzog sich in mehreren Schritten.

Dem Beschluß des Obersten Sowjets der Russischen Föderation vom 27.12.1991 "Über die

¹⁴ Vgl. IEA, Energy Policies of Poland, 1994 Survey, Paris 1995, 101 ff.

Aufteilung des Staats- bzw. Volkseigentums in föderales und regionales, bzw. kommunales Eigentum" zufolge waren die Betriebe und Einrichtungen des sogenannten Brennstoff-Energie-Komplexes (TEK), zu dem neben der Gas-, Erdöl- und Kohleindustrie auch der Elektrizitätssektor zählt, als föderales Eigentum eingestuft worden. Die Zuständigkeit, auch für die Betriebe der regionalen Energieversorgung, verblieb damit bei den Föderationsorganen. Dieser Logik folgend schloß der Präsidentenerlaß Nr. 341 vom 29.12.1991 "Über die Beschleunigung der Privatisierung staatlicher und kommunaler Betriebe" die Betriebe und Objekte des Elektroenergiebereiches 1992 von der Privatisierung aus.

Für 1993 wurde das Verbot de facto aufgehoben. Auf der Grundlage der Präsidentenerlasse Nr. 923 (15.8.1992) und Nr. 1334 (5.11.1992) wurde die Umwandlung der einzelnen Teile des einheitlichen Energiesystems in Aktiengesellschaften gestattet. Diese sollten dann in der im März 1993 gegründeten Branchen-Holdinggesellschaft mit dem Namen Russische Aktiengesellschaft Elektroenergiesystem Rußlands (RAO EES Rossii) zusammengefaßt werden. Entscheidendes Moment war dabei die Herausgliederung von Großkraftwerken (dazu zählen Wärmekraftwerke über 1000 MW und Wasserkraftwerke über 300 MW) aus dem Verbund der regionalen Energiesysteme. Dieser Schritt wurde mit der Notwendigkeit begründet, die Monopolstellung Überschüsse produzierender regionaler EVU zu beseitigen.

Laut Erlaß umfaßt RAO EES Rossii:

- die regionalen Energieversorgungsunternehmen der Bezirke - regionale EVU,
- die zentrale Dispatcher-Station und die Dispatcher-Stationen der sieben territorialen Elektrizitätsverwaltungen,
- das gesamte Übertragungsnetz über 330 KV,
- alle Großkraftwerke sowie
- Bauunternehmen und wissenschaftliche Forschungsinstitute.

In den einzelnen Aktiengesellschaften soll die Kontrollfunktion durch RAO EES über einen entsprechenden Aktienanteil gewährleistet bleiben. Bei den regionalen EVU sollte der Anteil 49% betragen, bei allen anderen Aktiengesellschaften 100%. Lediglich bei Bauunternehmen und wissenschaftlichen Forschungsinstituten beträgt der vorgeschriebene Anteil von RAO EES 25,5%.¹⁵

Hauptanteilseigner an RAO EES bleibt zunächst der Staat.¹⁶ Ein solches Vorgehen steht im

¹⁵ Ansonsten gelten für die Privatisierung dieser Unternehmen ebenfalls die allgemeinen Grundsätze des Privatisierungsprogramms (Beteiligung der Belegschaft usw.).

¹⁶ De facto beträgt der Staatsanteil gegenwärtig 64,4%. Vgl. Geschäftsbericht von RAO EES Rossii in: Kommersant' Daily vom 24.5.1996, S. 9.

Einklang mit den Vorgaben des Privatisierungsprogramms, das die Privatisierung in sogenannten sensiblen und strategischen Bereichen unter dem Vorbehalt einer auf drei Jahre befristeten Staatsbeteiligung an den zu bildenden Aktiengesellschaften in Höhe von 25,5% oder 51% des Aktienkapitals vorsieht. Diese Staatsbeteiligung kann um weitere drei Jahre verlängert aber auch vorzeitig abgetreten werden.

Der Privatisierungsbeschluß betraf allerdings nur den Bereich der konventionellen Stromerzeugung. Die Atomkraft ist von der Privatisierung nach wie vor ausgeschlossen und verbleibt in der Zuständigkeit des Atomenergieministeriums (Minatom). Unter dem Dach von Minatom ist die Struktur Rosenergoatom unmittelbar für die kommerziellen Atomkraftwerke zuständig (mit Ausnahme des Leningrader AKW, das direkt Minatom untersteht). Die Kapazitäten des Atomenergiesektors gehören demzufolge nicht zu RAO EES. Die in den Atomkraftwerken produzierte Elektrizität wird nach entsprechenden vertraglichen Vereinbarungen zwischen Minotopenergo und Minatom an RAO EES verkauft.

Deklarierte Ziele der Privatisierung waren die Erhaltung eines einheitlichen Systems der Stromwirtschaft, die Schaffung eines gesamtrossischen Großhandelsmarktes und die Angleichung der regionalen Tarifniveaus. Der Holding RAO EES Rossii wurde dafür die Schlüssel-funktion zugewiesen. Sie besitzt und betreibt das Übertragungsnetz und ist beauftragt, den Großhandelsmarkt zu organisieren.

Die Aufhebung des Privatisierungsverbots gegenüber dem Stromsektor im Jahre 1993 dokumentiert, daß sich zunächst die marktorientierten politischen Kräfte durchsetzen konnten. Ihre generelle Privatisierungspolitik war zu Beginn durch transformationspolitische Aufgabenstellungen dominiert. Die Separierung von staatlichen und unternehmerischen Interessen wurde als die entscheidende Voraussetzung für den Fortgang der gesamtwirtschaftlichen Transformation betrachtet. Das heißt, im Vordergrund standen zunächst weniger die wirtschaftlichen als vielmehr die politischen Aspekte.

Ziel war es, in möglichst kurzer Zeit eine Schicht privater Eigentümer zu schaffen, um die Transformation zu verwurzeln und unumkehrbar zu machen. Auch die Form der Privatisierung über die Ausgabe von Anteilscheinen (Voucher) an die Bevölkerung, diente vor allem dazu, breite Akzeptanz für den Prozeß zu schaffen und weniger dazu, Geldkapital für die privatisierten Unternehmen zu akkumulieren oder das Defizit des Staatshaushaltes zu vermindern. Diese Aspekte erhielten erst mit Beginn der zweiten Privatisierungsphase, dem Verkauf von Aktien gegen Geld auf den sogenannten Investitionsbörsen, größere Bedeutung. In der kurzen Zeit und unter den gegebenen Bedingungen ließen sich diese transformationspolitischen Vorstellungen so jedoch nicht verwirklichen. Dennoch wurde mit der Einbindung individueller, privater und regionaler Interessen ein Prozeß in Gang gesetzt.

7.2. Die neue Struktur des Stromsektors

Auch das Privatisierungsprogramm der Stromwirtschaft ließ sich nicht in dem ursprünglich intendierten Sinn umsetzen. Drei regionale EVU Irkutskenergo, Tatarenergo und Jakutskenergo haben die vorgeschriebenen Aktienanteile nicht an RAO EES übertragen. Die Gründe dafür sind unterschiedlich. Jakutskenergo ist ein System autonomer Energieversorger der autonomen Republik Sacha, das nicht an das einheitliche Energiesystem angeschlossen ist. Hier spielten daher Aspekte technischer und politischer Autonomie eine Rolle. Daß sich Tatarenergo nicht der Holding angeschlossen hat, erklärt sich vorrangig aus dem Status der Republik Tatarstan, die eine staatliche Unabhängigkeit von der Russischen Föderation anstrebt.

Im Gegensatz zu den oben genannten Republiken besitzt das Irkutsker Gebiet keinen autonomen Status. Insofern muß die Weigerung von Irkutskenergo, der Holding beizutreten, als ein Präzedenzfall für das grundsätzliche Verhältnis zwischen regionalen EVU und RAO EES betrachtet werden.

Andere EVU haben den vorgeschriebenen Aktienanteil nicht in vollem Umfange übertragen (Novosibirskenergo, Baschkirenergo). Von den vorgesehenen 51 Großkraftwerken, die als eigenständige Aktiengesellschaften aus den EVU ausgegliedert werden sollten, wurden bisher nur 35 in diesen Status überführt. In den sogenannten Großhandelsmarkt werden deshalb anstelle der angestrebten 50% der produzierten Elektroenergie nur 25% eingespeist.¹⁷ Einige EVU weigerten sich, die Großkraftwerke auszugliedern und de facto in Eigentum von RAO EES zu überführen, da sie dann über RAO EES von den auf ihrem Territorium sich befindenden Großkraftwerken den Strom zu Großhandelspreisen zurückkaufen müßten.

Die regionalen EVU besitzen das Monopol für die Versorgung von Endverbrauchern in dem Gebiet des jeweiligen Föderationssubjektes¹⁸ (geschlossene Versorgungsgebiete). Sie agieren als Produzenten, Verteiler und Verkäufer von Elektro- und Wärmeenergie gegenüber dem Endverbraucher sowie als Käufer und gegebenenfalls Verkäufer von Elektroenergie auf dem sogenannten Großhandelsmarkt.

Als Aktiengesellschaften sind die regionalen EVU de jure wirtschaftlich eigenverantwortlich und selbständig. Real werden diese Kompetenzen durch verschiedene staatliche Eingriffe in wichtigen Bereichen bzw. über die Eigentümerfunktion von RAO EES jedoch erheblich begrenzt. So werden Tarifvergünstigungen für bestimmte Verbrauchergruppen staatlich vorge-

¹⁷ Itogi regulirovanija tarifov na elektroenergeticeskuju i teplovuju energiju, Departament Ekonomiki RAO EES Rossii, Moskau 1995, S. 8.

¹⁸ Im Zusammenhang mit der Bildung von Föderationssubjekten sind neue territoriale Akteure entstanden. Beispielsweise besitzt der ehemals autonome Kreis (okrug) Chakassia heute den Status eines Föderationssubjektes und hat sein eigenes EVU (Chakassenergo) durch Herauslösen bestimmter Kraftwerks- und Netzkapazitäten aus dem Krasnojarsker Verbund gebildet.

schrieben, während deren Finanzierung durch Kostenverlagerung auf andere Verbrauchergruppen - vornehmlich die Industrie - von den EVU erwirtschaftet werden muß.

Umstritten bleibt auch die Investitionskompetenz der EVU. Das Privatisierungskonzept der Regierung sah zunächst vor, daß im Tarif enthaltene Investitionsabgaben in zentrale regionale bzw. föderale sogenannte "außerbudgetäre" Fonds eingezahlt werden sollten. Die Modalitäten der Verwaltung und des Rückflusses der Mittel blieben unbestimmt. Die EVU folgten daher dieser Aufforderung in der Regel nicht, sondern verwalten die entsprechenden Mittel selbst.

Da die überwiegende Mehrheit der regionalen EVU im Zusammenhang mit der Gründung von RAO EES zu sogenannten defizitären Systemen geworden ist, müssen sie, um die Stromversorgung in ihrem Gebiet zu sichern, in der Regel Elektrizität von RAO EES zukaufen. Das betrifft insbesondere viele sibirische regionale EVU, da hier der Anteil von Großkraftwerken über 1000 MW bzw. 300 MW bei Wasserkraftwerken, die in das Eigentum von RAO EES überführt werden mußten, besonders hoch ist. Im Unterschied zu anderen Regionen, in denen solche Überführungen nur etwa 20% der vorhandenen Kapazitäten ausmachten, waren es bei den sibirischen regionalen Energiesystemen bis zu 70% der Stromerzeugungskapazitäten.¹⁹

Im Ergebnis der Privatisierung sind somit unterschiedliche Typen von EVU entstanden, die sich nach folgenden Gesichtspunkten klassifizieren lassen:

- nach ihren Eigentumsstrukturen
 - Anteil der Stimmen von RAO EES über 50%
 - Anteil der Stimmen von RAO EES unter 50%²⁰
 - ohne Anteile von RAO EES sowie
- nach ihrer Ressourcenausstattung zur Stromerzeugung
 - Überschüsse produzierende EVU
 - defizitäre EVU
 - EVU ohne eigene Erzeugung

Mit der Typenvielfalt ging auch ein zunehmend differenziertes Handeln verschiedener regionaler EVU einher. Dieses scheint insbesondere von den Faktoren Ressourcenausstattung, wirtschaftspolitische Zielstellungen der jeweiligen Föderationssubjekte sowie entsprechende Konsensbildung zwischen Föderationssubjekt und EVU beeinflusst worden zu sein.

¹⁹ Nach Informationen des Novosibirsker Instituts für Wirtschaft und Organisation der Industrie.

²⁰ Diese Unterschiede ergeben sich aus der Struktur der ausgegebenen Aktien, die zum Teil keine Stimmrechte beinhalten. So kann ein Aktienanteil von 49% durch RAO am Gesamtkapital der jeweiligen Unternehmen Stimmenanteile von z. T. über 60% aber auch nur von 49% bedeuten. Vgl. EES Rossii, Special'nyj vypusk, 12.4.1995, S.1.

RAO EES Rossii ist eine hybride Struktur, an die widersprüchliche Funktionsanforderungen gestellt werden und die zugleich eine Eigendynamik entwickelt. Entsprechend dem Gründungserlaß hat die Holding zentrale technisch-organisatorische aber auch wirtschaftlich-strategische Aufgaben zu erfüllen. Dazu zählen:

- zentralisierte operativ-technologische Leitung des einheitlichen Energiesystems bei vollständiger wirtschaftlicher Eigenständigkeit der Erzeugerunternehmen;
- Umsetzung einer einheitlichen Wissenschafts- und Investitionspolitik;
- Reinvestition der Dividenden;
- Personalpolitik in der Branche sowie
- Schaffung eines marktgerechten Leitungssystems für das Staatseigentum und Koordinierung des Privatisierungsprozesses im Sektor.²¹

Aus ihrer Funktion den Großhandelsmarkt zu organisieren, darf RAO EES keine Gewinne erwirtschaften, sie sei weder Käufer noch Wiederverkäufer von Elektroenergie.²² Diese Anforderung steht im Widerspruch sowohl zu ihrem Status als Aktiengesellschaft, deren Aktien gehandelt werden und Dividende abwerfen sollen, was Gewinnerwirtschaftung voraussetzt, als auch zur Praxis. De facto tritt RAO EES als einziger Aufkäufer und Wiederverkäufer von Elektroenergie in Erscheinung. Die Großkraftwerke und die EVU sind auf RAO EES als Zwischenhändler angewiesen und dürfen nicht untereinander in Kaufbeziehungen treten. Es gibt keine Durchleitungsrechte.

Obwohl nach russischer Terminologie das gegenwärtige System als Großhandelsmarkt bezeichnet wird, handelt es sich um ein Kaufs- und Verkaufsmonopol von RAO EES, das kein System von Vertragsbeziehungen zwischen den beteiligten Unternehmen zuläßt. Auf dem sogenannten Großhandelsmarkt treten im wesentlichen die aus den EVU ausgegliederten in Besitz von RAO EES befindlichen Großkraftwerke sowie die Atomkraftwerke als Einspeiser und die EVU als Abnehmer auf. Mit dem Fokus auf den Abbau angeblicher Monopolstellungen regionaler EVU wurde de facto das ursprünglich staatliche Monopol in ein quasi privates, gewinnorientiertes Monopol umgewandelt, das eine Eigendynamik entwickelt und die Kontrollfunktion des Staates zunehmend außer Kraft setzt.²³ RAO EES agiert tendenziell wie ein priva-

²¹ Vgl. N.K.Pravednikov: "Upravlenceskije i organizacionnye aspekty v energetike Rossii, problemy finansirovania i zarubeznych kapitalovlozenij", in: Problemy Toplivno-energeticeskogo Kompleksa, Nr. 4/1994, S.8.

²² Vgl. Energia, Nr. 4, April 1994, S.2.

²³ Ein Symptom dafür ist unter anderem auch, daß die Dividende auf die Föderationsanteile in einen speziellen Investitionsfonds überwiesen werden soll, der von RAO EES verwaltet wird.

ter Konzern.²⁴ Durch die Schaffung von RAO EES haben die ministerialen Strukturen der Privatisierung ihrer eigenen zentralstaatlichen Zuständigkeit den Vorzug vor einer Regionalisierung gegeben.

Im Interesse des Gemeinwohles wird die Festlegung eines entsprechenden Regelsystems außerhalb dieser Struktur notwendig. Das in diesem Zusammenhang in Rußland instrumentalisierte Argument des natürlichen Monopols verklärt jedoch den analytischen Zugang, da das sogenannte natürliche Monopol sich im Stromsektor lediglich auf das Übertragungsnetz bezieht. Die Notwendigkeit zur Regulierung des gesamten Sektors ergibt sich in Rußland hingegen als Folge des bisherigen Institutionalisierungsprozesses in der Elektrizitätswirtschaft.

Die staatliche Regulierung erfolgt auf zwei Ebenen, der Föderationsebene und der regionalen Ebene²⁵, wobei sich letztere auf die Territorien der Föderationssubjekte bezieht. Als regulierende Körperschaft zur Beaufsichtigung der Staatsholding wurde die Föderationsenergiekommission (FEK) gebildet. Sie setzt die Großhandelspreise für Elektrizität fest. Das betrifft sowohl die Aufkaufpreise als auch die Verkaufspreise für Kunden des sogenannten Großhandelsmarktes - defizitäre regionale EVU sowie Großverbraucher, die Sondertarife erhalten. Desweiteren legt die FEK

- feste Vorgaben (Normative) für die Akkumulation von Investitionsmitteln für das gesamte Stromverbundsystem und von Mitteln zur Gewährleistung der AKW-Sicherheit sowie
- die Höhe der Netznutzungsgebühren fest.²⁶

Zugleich hat sie das Recht, die Wirtschaftstätigkeit der Unternehmen, für welche die Stromtarife von der FEK festgelegt werden, zu kontrollieren.

Auf regionaler Ebene legen die regionalen Energiekommissionen die Tarife für Elektro- und Wärmeenergie für die Verbraucher auf dem Territorium jedes Föderationssubjektes sowie die Nutzungsgebühren für das regionale Verteilernetz fest.

Die Tatsache, daß im Ergebnis der bisherigen Privatisierung im Bereich konventioneller Stromerzeugung neue Wirtschaftsakteure in Form selbständiger Aktiengesellschaften entstanden sind, läßt sich aus verschiedenen Blickwinkeln bewerten. Einerseits stellt diese Entwicklung im Vergleich zum starren zentralistischen System der Vergangenheit einen echten Fortschritt dar. Sowohl unternehmerische als auch regionale Interessen erhalten Spielraum. Mißt

²⁴ Damit wird auch in der Stromwirtschaft eine für den Energiesektor insgesamt charakteristische Tendenz der Beibehaltung monopolistischer Strukturen - Rosugol im Kohlesektor, Gazprom in der Erdgasindustrie - fortgesetzt.

²⁵ Federal'nyi zakon 1316 O gosudarstvennom regulirovanii tarifov na elektriceskuju i teplovuju energiju v Rossijskoj Federacii, Moskau, 10.3.1995.

²⁶ Ausführlich in ebenda, Artikel 11.

man die Entwicklung an den Intentionen, den Sektor in einem Großhandelsmodell zu organisieren, bleibt sie hinter den dafür notwendigen Voraussetzungen zurück. Die potentiellen Akteure eines Marktmodells - Stromerzeuger, Händler und Netzbetreiber - besitzen nicht den Status unabhängiger Subjekte, sondern befinden sich in Gestalt der regionalen EVU, der Großkraftwerke und von RAO EES Rossii in unterschiedlicher eigentumsrechtlicher Abhängigkeit voneinander und vom Staat. Die entsprechenden Funktionen sind nicht entflochten. Die Aufteilung der Vermögenspositionen und die Aneignung von Investitionskompetenz sind unklar.

7.3. Interessenkonflikte

Wie die Akteure im Stromsektor selbst, so befinden sich auch die Konfliktfelder in einem dynamischen Prozeß und lassen sich nicht immer eindeutig zuordnen. Interessen überlagern sich und verändern ihren Stellenwert. Ein Grundkonflikt besteht jedoch nach wie vor in der Auseinandersetzung um die Verfügungsgewalt über die Staatsanteile an den gebildeten Aktiengesellschaften.

Eigentümer kann die Föderation sein, vertreten durch die Vermögensverwaltung der Föderation im Auftrag der Regierung, oder das Föderationssubjekt, vertreten durch die regionale Vermögensverwaltung im Auftrag der Regierung des Föderationssubjektes, die regionale Administration. Beide Körperschaften beanspruchen, das entsprechende staatliche Anteilseigentum mit allen Rechten (Dividende, Stimmrecht, Recht auf Veräußerung) zu verwalten.

Hintergrund der Auseinandersetzung bildet das Recht auf die Aneignung von Naturressourcen und der Stellenwert von endogener Regionalentwicklung in der russischen Wirtschaftspolitik. Für die Elektrizitätswirtschaft geht es insbesondere um die Nutzungsrechte an den Primärenergieressourcen Erdgas, Kohle und Wasser. Bei Erdgas soll eine gesamtwirtschaftliche Aneignung durch einen einheitlichen Erdgaspreis für alle Regionen erfolgen. De facto wird die propagierte gesamtgesellschaftliche Aneignung jedoch nicht realisiert. Abgesehen von der Regionalisierung der negativen ökologischen Effekte der Erdgasförderung erfolgt auf administrativem Wege eine gezielte regionale Umverteilung. Kontingentierung und die Tatsache, daß Erdgasleitungen vorwiegend in die westlichen Gebieten Rußlands verlegt wurden, schließen die sibirischen Regionen, obwohl hier 88% des gesamten russischen Erdgases gefördert wird, weitestgehend von der Erdgasnutzung aus.

Wasserressourcen haben insbesondere in Sibirien für die Stromgewinnung eine große Bedeutung. Elektrizität aus Wasserkraft hatte hier 1994 einen Anteil von 55% an der gesamten erzeugten Elektroenergie. (Gebiet Mittlere Wolga 29%, Zentralregion 7,8%, alle anderen Regio-

nen darunter.)²⁷ Infolge geringer laufender Kosten und bereits abgeschriebener Stauanlagen sind die Produktionskosten bei Elektroenergie aus Wasserkraft außerordentlich gering. Fehlende Regelungen für die Aneignung der Renteneinkommen aus Wasserressourcen sind eine wichtige Ursache für den Machtkampf zwischen den sibirischen EVU und RAO EES um die Eigentumsrechte an den großen Wasserkraftwerken.

Es gibt harte Verhandlungen zwischen den sibirischen EVU und RAO EES, die deutlich gemacht haben, daß RAO EES seine Machtposition durch eventuelle Übertragung von staatlichen Eigentumsrechten an die Föderationssubjekte gefährdet sieht. So dient auch die Vergabe von 30% der Aktien aus dem Staatsanteil an RAO EES an die regionalen EVU jeweils proportional zu deren Verbrauch von Elektroenergie weniger als Möglichkeit zur Artikulation regionaler Interessen, sondern schwächt zentrifugale Kräfte (eine Koordination zwischen 72 EVU mit unterschiedlichen Interessen ist kaum realistisch) und stimuliert eher das Interesse der regionalen EVU am Erhalt der Holding. Das zentralistische Machtpotential von RAO EES kann dabei kaum infrage gestellt werden.

Dennoch scheint die Furcht vor der exemplarischen Wirkung von Irkutskenergo groß zu sein, so daß die Eigenständigkeit dieses EVU mit allen Mitteln bekämpft wird. Beispielsweise wird Irkutskenergo in seinen Möglichkeiten, andere regionale EVU direkt (Durchleitungsmodell) mit billiger Energie aus Wasserkraft zu versorgen, rigoros beschnitten. Selbst der Versuch, fehlende Durchleitungsrechte durch den Bau einer eigenen Übertragungsleitung zu kompensieren, wird behindert. Im Falle von Burjatenergo, das auf diese Weise von Irkutskenergo beliefert werden sollte, drohte RAO EES dem Unternehmen mit einer Investitionssperre und weiteren "Vergeltungsmaßnahmen". Die Klage eines anderen EVU (Krasenergo) gegen RAO EES endete zunächst mit einem Kompromiß. Im Gegenzug zu bestimmten Investitionszusagen wurden drei von den ursprünglich geforderten vier Großkraftwerken an RAO EES übergeben. Das Krasnojarsker Wasserkraftwerk (6 GW Nennleistung) blieb Eigentum von Krasenergo.

Zentral, durch RAO EES wird somit die Investitionspolitik aber auch die Bilanzpolitik (Zukauf vom Großhandelsmarkt) und die Preispolitik maßgeblich beeinflusst. Als klassischer Monopolist nutzt RAO EES seinen über die Investitionsabgaben gewonnenen Spielraum für die Finanzierung von Investitionen, um seine Herrschaft zu zementieren und die Politik im System zu bestimmen. In diesen Bereichen stehen die Interessen von RAO EES jedoch häufig im Widerspruch zu den Interessen der Föderationssubjekte²⁸, die insbesondere ausgerichtet sind auf:

²⁷ Eigene Berechnungen auf Datenbasis der Joint Electrical Power Alternatives Study, Final Report, 1995.

²⁸ Die Entscheidung über die Bildung von RAO EES wurde maßgeblich durch die zentrale Administration geprägt, die regionalen Energiesysteme waren daran nicht oder nur zum geringen Teil beteiligt.

- Verhinderung einer Erpressbarkeit durch ein Preisdiktat der Großhandelsstarife seitens RAO EES
- Gewinnerwirtschaftung durch Stromexport in andere Regionen oder auch das Ausland
- Vorrang "regionaler Effizienz" vor gesamtwirtschaftlicher Optimierung (Lösung sozialer Fragen der Region, z.B. keine Kompensierung der Kohle als Brennstoff durch Gas, weil dadurch erhebliche Beschäftigungsprobleme im regional ansässigen Kohlebergbau resultieren.)

Obwohl das Föderationseigentum die Handlungsfähigkeit der EVU einschränkt, ist in der Realität teilweise ein Verhalten der Föderationssubjekte zu beobachten, das diesen Einfluß neutralisiert.

Deutlich wird dies beispielsweise in der Reaktion auf das Vorhandensein von nunmehr zwei verschiedenen Optimierungsebenen des Kraftwerkseinsatzes - innerhalb der EVU und auf dem sogenannten Großhandelsmarkt. In den letzten fünf Jahren war im Zusammenhang mit der gesamtwirtschaftlichen Krise ein Rückgang im Verbrauch von Elektroenergie zu verzeichnen. Die regionalen EVU haben darauf mit einer Kürzung der Zukäufe vom Großhandelsmarkt reagiert, dessen Tarife über den eigenen Kosten der EVU lagen. In der Energiebilanz verringerte sich der Anteil von großen Wärmekraftwerken (in Sibirien durchschnittlich um 30%) zugunsten einer höheren Auslastung der Wasserkraftwerke sowie der Kondensations-Wärmekraftwerke (diese sind insbesondere typisch für defizitäre EVU).

Zugleich führte die Auseinandersetzung insgesamt dazu, daß trotz höherer Auslastung der Wasserkraftwerke, diese immer noch unter ihrem Potential lag und mehr Strom aus Kohle produziert wurde als eigentlich notwendig. Das ist unwirtschaftlich. Der Brennstoffverbrauch stieg und auch die ökologische Belastung in den Städten nahm zu.²⁹

Die reale Macht, die wirtschaftliche Potenz, die hinter dem Föderationseigentum heute steht - Kapitalzufuhr, Bereitstellung von Investitionen - ist gering. Viele EVU haben es abgelehnt, die im Tarif enthaltenen Investitionsabgaben wie vorgesehen in außerbetriebliche Fonds einzuzahlen. Große EVU haben mit Erfolg Investitionsmittel außerhalb von RAO akquiriert - das betrifft insbesondere Mosenergo und Lenenergo. Hier scheinen die Transaktionskosten niedriger, wenn der Status quo zunächst auf der Basis gegenseitigen Tolerierens erhalten bleibt.

7.4. Die künftigen Gestaltungsspielräume

Die weitere Entwicklung des Regulierungssystems der russischen Stromwirtschaft wird maßgeblich von den aus dem bisherigen Veränderungsprozeß hervorgegangenen neuen Akteuren und Akteursgruppen sowie deren Interessenstrukturen beeinflusst. Nach dem ursprünglich poli-

²⁹ Vgl. B. Kobez, V. Makarov, E. Diakovskij: "Puti i zadaci formirovanija energeticeskogo rynka s ucetom regional'nych osobennostej Sibirii", Vortrag auf der Konferenz "Energetika v perechodnyj period" in Irkutsk, September 1995.

tischen Anstoß für eine institutionelle Restrukturierung des Sektors durch die Entscheidung für seine Privatisierung (top down decision) folgt nunmehr ein evolutionärer Prozeß, dessen Ergebnis offen ist, in dem Sinne, daß je nach Kräftekonstellation der Akteure und Entwicklungsdynamik eines marktwirtschaftlichen Umfeldes sich verschiedene Regulierungsmodelle herausbilden können.

Die Vielzahl möglicher Varianten läßt sich auf drei Grundmodelle reduzieren: Ein zentralistisches System, die Bildung regionaler Monopole und ein Pool-Modell.

Die Option eines zentralistischen Systems versteht sich hier als Ausbau und Festigung des Status von RAO EES als Monopol in Form einer Branchenholding. Dementsprechend stünden das gesamte Übertragungsnetz sowie 70% der Kraftwerkskapazitäten³⁰ unter zentraler Lenkung eines halbstaatlichen oder quasi privaten Konzerns. Erzeugung und Transport/Verbund blieben vertikal integriert.

Angesichts der Interessenkonflikte zwischen Zentrum und Föderationssubjekten um die Ressourcen für wirtschaftliche Entwicklung und gleichzeitig relativer Geschlossenheit der sechs ehemaligen territorialen Elektrizitätsverwaltungen auf dem Gebiet der Russischen Föderation, wäre auch die Aufgliederung des einheitlichen Energiesystems bzw. von RAO EES in regionale Monopole denkbar. Grundlage der Monopole wären die bisherigen Elektrizitätsverwaltungen. Gegenwärtig besitzen diese den Status von regionalen Filialen von RAO EES. Sie vertreten die Interessen von RAO EES auf dem jeweiligen Territorium.

Die bisherige vertikale Integration würde im Rahmen der Großregionen zunächst beibehalten und eine Kraftwerksoptimierung könnte im Rahmen der territorialen Verbundsysteme erfolgen. Die entsprechenden nunmehr regionalen Durchschnittspreise wären in Großregionen mit einem hohen Anteil an Wasserkraft niedriger als im zentralistischen Modell, würden die Standortvorteile einer Großregion zum Ausdruck bringen, mit der Möglichkeit eines innerregionalen Ausgleiches.

Das Konzept der Bildung regionaler Monopole stößt allerdings auf Widerspruch verschiedener EVU, die ihre neu gewonnenen Freiheiten nicht wieder aufgeben wollen. Das betrifft insbesondere Überschüsse erwirtschaftende EVU. Sie betrachten die Formierung regionaler Monopole nicht als prinzipiell verschieden vom gegenwärtigen Modell, sondern als administrativen Zentralismus auf regionaler Ebene.

In der gegenwärtigen Diskussion um die weitere institutionelle Reorganisation des ESI gibt es auch den Vorschlag einer stufenweisen Entwicklung in Richtung eines tatsächlichen Großhandelsmarktes, der letztlich die Gestalt eines Pool-Modells haben soll.³¹ Ausgehend von der Kri-

³⁰ Vgl. Itogi dejatel'nosti RAO EES Rossii za 1994 god, Moskau 1995, S. 15.

³¹ Diese Vorschläge wurden in die Energiestrategie Rußlands aufgenommen, was ihren Stellenwert

tik an der gegenwärtigen Institutionalisierung des Stromsektors wird ein Zeitraum von sechs bis neun Jahren für den Umstrukturierungsprozeß veranschlagt. Anders als die bisher eher rhetorischen Vorschläge zu einem Großmarktmodell wird hier nicht von der Schaffung eines einzigen gesamtrussischen Marktes, sondern einer Hierarchie von zonalen Märkten und einem föderalen Markt ausgegangen. Im Ergebnis dieser Entwicklung bleiben Monopolstrukturen letztlich nur im Bereich Übertragung und Verteilung sowie Versorgung abhängiger Verbraucher erhalten, die einer Regulierung bedürfen.

Welches dieser Modelle sich durchsetzen wird, läßt sich gegenwärtig nicht abschätzen. Derzeit scheinen sich restaurative Strukturen (Stärkung der Positionen der Staatsbürokratie über die Verfügung der Föderationsanteile) zu festigen. Erst wenn es in einer Phase wirtschaftlicher Erholung um relevanten Zubau von Kraftwerkskapazitäten geht, wird der Faktor Investitionskompetenz zu einem nachhaltigen Testkriterium für die institutionelle Struktur des Sektors.

als Option aufzuwerten scheint. Vgl. Ju.K. Safranik (Hrsg.): *Novaja energeticeskaja politika Rossii*, Moskau 1995, S. 422-424.

Bestimmungsfaktoren von Angebot und Nachfrage auf dem Ölmarkt

Wolfgang Ströbele

Lehrstuhl für Volkswirtschaftstheorie

Westfälische Wilhelms-Universität Münster

Universitätsstraße 14-16

48143 Münster

Vorbemerkung: Drei wichtige Gründe für die Beschäftigung mit dem Thema

Drei starke Ölpreissprünge mit entsprechenden Terms-of-trade-Veränderungen, aber auch die Beispiele des Handelshauses Klöckner oder der Metallgesellschaft machen deutlich: Es lohnt sich im wahrsten Sinne des Wortes, die Strukturen auf dem Ölmarkt analytisch gut zu verstehen. Auch wenn es in diesem Bereich keine risikolose Entscheidung gibt, so kann eine falsche Wahrnehmung der preisbestimmenden Faktoren und/oder eine unglückliche Strategie mit einer vermeintlichen Absicherung zu erheblichen Problemen für ganze Volkswirtschaften oder zumindest für das wirtschaftliche Ergebnis einzelner Unternehmen führen.

Ein zweiter Grund für eine Analyse der preisbestimmenden Faktoren auf dem Ölmarkt liegt darin, daß in praktisch allen Modellrechnungen der Politikberatung (von der IEA/OECD, IPCC bis hin zu nationalen Rechnungen wie IKARUS oder Betrachtungen auf Bundesländerebene) irgendeine Vorstellung der Funktionsweise des Ölmarktes zugrunde gelegt wird. Da der Ölpreis, samt seiner möglichen Reaktionen auf Politikentscheidungen wie bspw. eine CO₂-Steuer, nach wie vor eine Leitfunktion auf den Energiemärkten hat, ist es für die Ergebnisse dieser Modellrechnungen von geradezu dramatischer Bedeutung, die Bestimmungsfaktoren der Ölpreisbildung, die eventuell nur „im Hinterkopf“ des Modellierers abgebildet sind, einigermaßen gut zu treffen.

Ein dritter Grund aus der Sicht des Wirtschaftswissenschaftlers ist ganz einfach: Der Ölmarkt ist für einen Ressourcenökonom ein wissenschaftlich äußerst reizvolles und interessantes Gebiet.

1. Angebot und Nachfrage auf dem Ölmarkt

1.1 Bestimmungsfaktoren auf der Angebotsseite

Die Angebotsseite des Ölmarktes besteht aus zwei miteinander verknüpften Teilmärkten:

– Rohölmarkt und

- Produktenmarkt.

Zur ersten Vereinfachung sollen diese beiden Seiten zunächst zusammengefaßt werden.

Die Preisbildung für Öl kann aus guten Gründen nicht den Gesetzen eines Marktes für Brötchen oder Fahrräder folgen: Die Förderkosten im weitesten Sinne, inklusive einem Anteil für Explorationsaufwendungen, Transport zu geeigneten Häfen, Pipelines etc. sind nicht alleine preisbestimmend. Da eine heute geförderte Einheit Öl morgen (oder im Jahr 2010) endgültig nicht mehr zur Verfügung steht, sind zusätzlich zu den **Förderkosten** dieser Einheit sogenannte **Opportunitätskosten** in Rechnung zu stellen, nämlich der mögliche ökonomische Vorteil dieser Öleinheit bei Verwendung morgen. Ohne diese zweite Komponente, die in der Fachdiskussion als „Knappheitsrente“ (Royalty) bezeichnet wird, müßte der Ölpreis heute in einer Größenordnung von deutlich unter 5 \$/bl (etwa 50 - 60 DM/t) liegen.¹

Die jeweiligen Eigner von Öl in situ müssen deswegen eine *intertemporale Allokationsentscheidung* treffen: Wieviel Öl soll heute, wieviel morgen angeboten werden? Wichtige **ökonomische Bestimmungsfaktoren** für diese Optimierungsüberlegung und damit der Höhe und der Veränderungen der Royalty auf der Anbieterseite sind:

- Größe und Förderkosten der **Reserven** (eigene und Reserven aller potentiellen Anbieter) samt der Möglichkeiten, mit bestimmten Explorationsaufwendungen oder neuen Fördertechniken diese Reserven zu vergrößern²
- **Verwendungsmöglichkeiten** für Erlöse aus dem Ölgeschäft (heute: Unterscheidung in Low und High Absorber) für Konsum, Inlandsinvestitionen, Anlage auf dem „Weltkapitalmarkt“
- Zugangsmöglichkeiten zu Kapitalmärkten und Druck **kurzfristiger Budgetrestriktionen** (Devisenknappheit, staatliches Haushaltsdefizit).
- Bewertung ökonomischer Vorteile „heute“ gegenüber „morgen“, d.h. die sogenannte **Abdiskontierungsrates** der Ölbesitzer.
- Abschätzung zukünftiger Absatzmöglichkeiten zu verschiedenen Preisen, insbesondere mögliche Preisobergrenzen durch **Ressourcensubstitute** auf bestimmten Teilmärkten (Atomenergie als vermeintlich extrem „billiges“ Ölsubstitut in der Einschätzung der 50er und 60er Jahre).

Hinzu treten eventuell **politisch motivierte Faktoren**, wie Absicherung von Mindestversorgungszielen für militärischen Bedarf (eine wichtige Begründung für die Beteiligung des englischen Staates an der Anglo-Iranian Oil Company 1914)³ oder Rücksichtnahmen auf politische Koalitionen (Nahost-Konflikt 1973, saudi-arabische Ölpolitik zu Beginn 1979).

Je nach **Kooperationsintensität zwischen den verschiedenen Ölanbietern** können unterschiedliche Strategien von Preis- und Mengen-Kombinationen gesucht werden. Da die jeweils **kurzfristige Preiselastizität der Nachfrage** (gegebene Ausstattung mit bestimmten energieverbrauchenden Geräten, Anlagen, Gebäuden etc.) relativ **niedrig** ist, können kurzfristig starke Preisschwankungen auf den Ölmärkten auftreten, was eine langfristig wünschenswerte Versteti-

¹ Als Daumenregeln für die Umrechnungsfaktoren verwendet die Ölwirtschaft: 7,1 - 7,3 Barrel = 1 t (je nach Rohölsorte) und 1 barrel/day = 50 t/Jahr.

² Ein großer Teil der „Reservenvergrößerungen“ in den letzten 10 Jahren beruhte schlicht auf verbesserten technischen Möglichkeiten, die Ölmenge eines gegebenen Feldes höher auszubeuten.

³ Für eine brillante Darstellung der Geschichte des Weltölmarktes vgl. Yergin (1991).

gung (Sicherheit der Erlöse für die kapitalintensiven und sehr spezifischen Investitionen) in der Ölindustrie erschwert. Deshalb besteht gerade auch auf der Anbieterseite seit jeher ein Interesse an Kooperationen und Formen der Integration.

Die Geschichte des Ölmarktes (auch seit dem Zweiten Weltkrieg) läßt sich als eine Kette von Versuchen beschreiben, Strukturen auf der Angebotsseite zu installieren, die die marktinternen Risiken verlässlicher beherrschbar werden lassen. Diese Risiken betreffen einerseits die Verfügbarkeit von ausreichenden Rohölmengen zur gewünschten Zeit am gewünschten Ort, andererseits die Preisausschläge angesichts der kurzfristig unelastischen Marktkonstellationen.

1.2 Bestimmungsfaktoren auf der Nachfrageseite

Die Ölnachfrage richtet sich auf Produkte, die typischerweise in verschiedenen Marktsegmenten eingesetzt werden können. Rohöl in der natürlich vorkommenden Form kann praktisch nicht genutzt werden, wohl aber beispielsweise Kerosin als Mittel zum Kochen in der Dritten Welt oder als Flugzeugtreibstoff, Heizöl El und Diesel als hochwertiger Brennstoff einerseits und für den Einsatz in Dieselfahrzeugen andererseits etc.. In vielen dieser Marktsegmente treten die Ölprodukte in **Konkurrenz mit anderen Energieträgern**. In den letzten Jahren hat sich aufgrund verschiedener Faktoren (Umweltschutz, Energiepolitik, Weiterverarbeitungsmöglichkeiten dank neuer Raffinerietechniken, Preisentwicklung konkurrierender Energieträger in bestimmten Marktsegmenten, ...) ein Trend hin zu Mittel- und Leichtdestillaten durchgesetzt.

Die Notwendigkeit, Energieträger zur Deckung der Nachfrage nach bestimmten Energiedienstleistungen wie „Warmer Raum“ oder „Antrieb“ einzusetzen, hängt auch von der technischen **Substitution durch Sachkapital und Know-how** ab: Ein Mittelklasse-Pkw kann heute mit 12l/100 km oder auch mit 6l/100 km auskommen und dennoch etwa die gleichen Mobilitätsbedürfnisse befriedigen.

Sowohl die Umstellung auf andere Energieträger, als auch die Substitution durch Sachkapital erfordert Zeit und eine ökonomische Abwägung, inwieweit eine komplementäre Ausstattung mit einer Maschine, Umwandlungs- oder Nutzungsgerät vorzeitig abgeschrieben und ersetzt werden soll: Deshalb ist die kurzfristige **Preiselastizität der Ölnachfrage** i.d.R. deutlich niedriger als die mittel- bis längerfristige. Zudem ist zumindest in Teilbereichen mittelfristig eine Asymmetrie in der Preiselastizität gegenüber steigenden und fallenden Preisen festzustellen.⁴ Dieser Punkt ist deshalb wichtig, weil sowohl der Finanzminister bei Energiesteuerüberlegungen als auch eine Gruppe von Ölanbieterstaaten, die eine aktive Preispolitik machen möchte, nur eine **erwartete Preiselastizität** zugrunde legen können, d.h. eine Schätzgröße verwenden müssen. Dasselbe gilt für den professionellen Ökonomen, der eine Ölmarktprognose aufstellen möchte.

1.3 Ein Strukturschema

Das Strukturschema in der Abbildung 1 liefert keinen eigenständigen „Erklärungsansatz“; hingegen strukturiert es die verschiedenen Faktoren, die für die Ölpreisbestimmung relevant sein können (wenn auch auf einer hochaggregierten Ebene). Die Nützlichkeit dieses Schemas ergibt

⁴ Wenn über mehrere Jahre hinweg hohe Ölpreise galten und dadurch neue Heizungstechniken oder Automotoren entwickelt werden, wird dieses neue Wissen und die neuen Verfahren bei später eventuell wieder niedrigeren Ölpreisen nicht wieder aufgegeben.

sich lediglich daraus, daß erkennbar wird, wie bestimmte Theorien zur Ölpreiserklärung argumentieren, d.h. wo sie welche sensitiven Annahmen über die Akteure, deren Informationen und die Reichweite von Märkten machen. Die Scharnierfunktion der Märkte, die Anbieterseite (links) und Nachfragerseite (rechts) koordinieren, wird genauso deutlich wie die Rolle von Innovationen, die die Rohölbasis vergrößern, die Raffinerietechnik flexibler machen und die Substitutionsmöglichkeiten auf der Nachfrageseite beeinflussen.

Während der rechte Teil der Abbildung 1 beispielsweise zeigt, daß durch sektoralen Strukturwandel, unterschiedliche Einkommenselastizitäten o.ä. die Produktnachfrage sich entwickeln wird, zeigt der linke Teil, wie die Angebotsseite damit umgehen kann: Ausdehnung der Produktion, angepaßte flexiblere Raffinerietechnik, Neuexploration etc. bestimmen die Angebotsseite. Wegen der unterschiedlichen Zwänge, kurzfristige Ölerlöse zu erzielen oder unterschiedlicher Abdiskontierungsraten der zukünftigen Nutzen und Kosten und der unterschiedlichen Reservesituation sind auf der Angebotsseite heterogene „Spieler“ beteiligt: Kuwait und Saudi-Arabien habe andere Anreize und Möglichkeiten für aktives Agieren als etwa Nigeria oder Mexico.

1.4 Mögliche Modellierungsansätze der Preisbildung

a) Gleichgewichtsmodelle in der Hotelling-Tradition bei gegebener Marktform

Ein in der ökonomischen Theorie bis weit in die achtziger Jahre verwendeter Gleichgewichtsansatz - der nach wie vor für die ressourcenökonomische Grundausbildung relevant ist - macht bestimmte weitreichende idealisierende Annahmen. Diese betreffen vor allem

- **Reichweite von Märkten** mit entsprechender Möglichkeit, bindende Verträge abzuschließen. Dies gilt sowohl für die Anbieter und Nachfrager auf den **Energiemärkten**⁵, als auch für die **Kapitalmärkte**, auf denen sich die Ressourceneigner zu bekannten Zinskonditionen ihre künftigen Öleinnahmen vorfinanzieren lassen können.⁶
- **Sicherheit der Kenntnis der Reserven** bzw. mittleren Kosten der Reservenvergrößerung bzw. der **Kosten von Substituten**.
- **Verhaltenshypothesen** bezüglich der Ressourcenanbieter, die entweder als Mengenanpasser oder als Kartell agieren, das den gemeinsamen Monopolprofit maximiert.

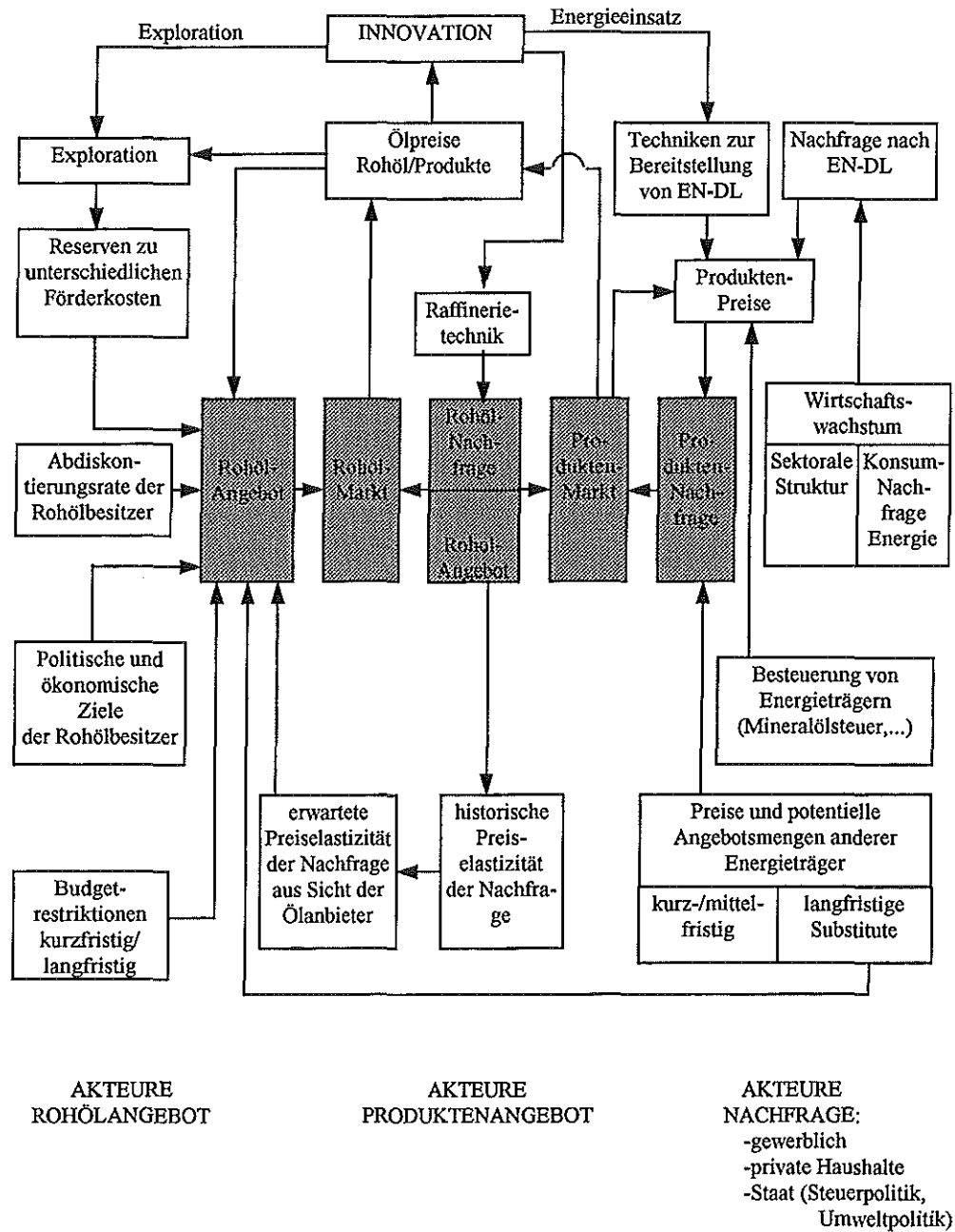
Das Konzept beruht auf der simplen Idee, daß Ölanbieter für ihr Öl in situ eine (Real-)Verzinsung dadurch erzielen wollen, daß die (reale) Knappheitsrente im Zeitablauf mit dem (Real-) Zinssatz ansteigt. Aus den unendlich vielen möglichen Preispfaden mit **steigendem Ölpreis** gemäß der sogenannten Hotelling-Logik wird über Berücksichtigung der Nachfrageseite (hier gehen Parameter wie Preiselastizität der Nachfrage, Kosten von Ölsubstituten, Wirtschaftswachstum ein) das **Niveau des Gleichgewichtspreispfades** bestimmt. Dieser Grundgedanke läßt sich dann in Variationen mit Unsicherheiten, Reservenvergrößerung, Marktformen etc. sehr schön für Textbuchzwecke aufbereiten; Dies schult das Denken und ist deshalb unersetzlich in der Ressourcenökonomie.⁷

⁵ Wie und mit wem schließt man als Saudi-Arabien einen Vertrag über Lieferung von 100000 t Rohöl im Jahr 2050?

⁶ Daß dies realiter (Beispiel Mexico) nicht so funktioniert, ist ebenso offenkundig.

⁷ Zu den Grenzen und Problemen dieses Ansatzes vgl. beispielweise McDonald (1994).

Abbildung 1: Strukturschema des Ölmarktes



Aus *wissenschaftlicher Sicht* ist festzustellen, daß dieser Ansatz formal elegant und die Lösungen (unter den restriktiven Annahmen) noch relativ leicht zu berechnen sind: Wenn man nichts Besseres hat, greift man als Ökonom gerne zu einem solchen Instrument, auch wenn man um die

Mängel in der Anwendung weiß oder wissen sollte.⁸ Insbesondere als Einstieg in einer ressourcenökonomische Vorlesung ist dieses Konzept natürlich unverzichtbar.

b) Spieltheoretische Modellierungskonzepte

In einer komplexeren spieltheoretischen Sichtweise gibt es auf den Ölmärkten große Anbietergruppen, die strategisch interagieren und jeweils versuchen, die jeweiligen Rahmenbedingungen, d.h. die Spielregeln und die Kooperation der Marktteilnehmer des „Ölspiels“ zu ihren Gunsten zu verändern. Die dabei resultierenden, eventuell nur mittelfristig stabilen, Strategien sind wegen der jeweiligen Antworten anderer Anbieter und (unvorhergesehener) Nachfrageraktionen wie politischer Nebenbedingungen jeweils sehr viel schwieriger zu prognostizieren als die einfach ableitbaren Gleichgewichtslösungen des Ansatzes (a).

Auch dabei werden Hotelling-Überlegungen des jeweiligen Anbieters oder der Anbietergruppe eine Rolle spielen, nur werden sie eventuell durch die Wechselwirkungen mit anderen Einflußfaktoren auf die „Optimalentscheidung“ der Anbieter (Politik, Irrtümer über die Preiselastizität der Nachfrage, kurzfristige „harte“ Budgetrestriktionen bei Verschuldung, ...) derart „überformt“, daß das jeweilige Grundmuster der einzelnen Anbieterplanungen im Marktergebnis nicht mehr einfach zu erkennen ist.

Aus *wissenschaftlicher Perspektive* hat dieser anspruchsvollere Ansatz den Nachteil, daß je nach spieltheoretischem Ansatz (und hier ist offensichtlich die Modellierung als dynamisches Spiel mit Rückkopplungen angemessen) die ableitbaren Ergebnisse zusätzliche Probleme aufwerfen wie **Zeitkonsistenz** oder **leichte Berechenbarkeit**. Bei hinreichend komplexen Problemen ist die Theorie hier schnell an den Grenzen ihrer derzeitigen Leistungsfähigkeit; die Akzeptanz von komplexen Computer-Simulationen ist auch in der Öffentlichkeit zurecht einer zunehmenden Skepsis gewichen: Der Spruch „Garbage in - garbage out!“ ist ja angesichts der manchmal leichtfertigen Vermarktung von Computer-Modellergebnissen angesichts deren Grenzen und Problemen nicht ganz unberechtigt.

Im folgenden wird die These vertreten, daß

- das Geschehen auf dem Ölmarkt von den fünfziger Jahren bis 1971/73 mit einem Ansatz vom Typ (a) gut erklärt werden kann,
- der Ölpreissprung 1973/74 ebenso nach (a) erklärbar ist,
- daß jedoch die danach eingetretenen Strukturveränderungen auf den Ölmärkten die Erklärungsmuster nach (b) stärker an Bedeutung gewinnen lassen.

⁸ Eine sehr kritische Kommentierung dieser Sichtweise liefert beispielweise Adelman (1993).

2. Der Ölmarkt - von den sechziger Jahren bis zu Beginn der neunziger Jahre

2.1 Die Phase der vertikal integrierten großen Schwestern mit einem Wettbewerbsrand

Nach dem Zweiten Weltkrieg bis etwa 1973 dominierten die sogenannten **Sieben Schwestern** den Weltölmarkt als funktionierendes Kartell.⁹ Die Problematik der *internen Kartellinstabilität* wurde durch die sogenannten Konsortien auf der Rohölbasis geregelt. Dort gab es entsprechende Bestrafungsmechanismen für diejenigen Kartellmitglieder, die eine Marktanteilsverteilungsstrategie versucht hätten. Die *externe Kartellinstabilität* durch Newcomer und Wettbewerbsrand war bis in die sechziger Jahre hinein kein großes Problem: Es gab keine hinreichend großen Ölmengen außerhalb des Kartellzugriffs, und der Markt wuchs und ließ Raum für einen wachsenden Wettbewerbsrand, ohne die dominierende Rolle der großen Sieben zu gefährden.

Der Ölmarkt hatte in dieser Phase eine *einfache Struktur auf der Angebotsseite*:

Die wichtigen Unternehmen waren voll *vertikal integriert*, so daß ein Rohölhandel oder Handel mit halbverarbeiteten Produkten in nennenswertem Umfang nicht erforderlich war. Die **Raffinerietechnik** war einfach (Destillationsanlagen). Die **Politikvorgaben** (Umweltschutz, keine oder nur geringe Interventionen zu Lasten von Öl) waren günstig für die Entwicklung des Ölmarktes.

Die langfristigen Planungen der Sieben Schwestern mit ihrer Ölbasis im Nahen Osten mußten das Risiko möglicher Enteignungen in Rechnung stellen.¹⁰ Im **Hotelling-Modell** resultiert unter dieser Konstellation ein niedriges Niveau des Ölpreises, der allerdings im Modell stark ansteigt. Dieser theoretisch zu erwartende Anstieg wurde allerdings realiter abgebremsst durch laufende *Vergrößerungen der Reserven*, von denen einige außerhalb des Kartellgebietes in Algerien, Libyen, ... gefunden wurden, sowie einen zunehmenden Druck des Wettbewerbsrandes, zu dem neben zahlreichen amerikanischen „Unabhängigen“ auch die italienische ENI, die deutsche VEBA u.v.a.m. gehörten.

2.2 Wechsel der (Rohöl-)Eigentumsrechte 1971 - 75

Mit der schrittweisen Enteignung der Rohölbasis zwischen 1971 und 1975 wurde der Wechsel der Eigentumsrechte faktisch am sichtbarsten vollzogen in der 1. Ölkrise im Herbst 1973. Dadurch ergaben sich für die Ölgesellschaften zwei gravierende Veränderungen:

- Die Rohölanbieterstaaten brauchten keinen „Enteignungszuschlagsparameter“ in ihren Optimierungskalkülen: Als Konsequenz lag der *neue Gleichgewichtspreis* im Niveau höher mit einer geringeren Steigerungsrate als vor 1973.

⁹ Diese Sieben Ölunternehmen waren: EXXON (Standard Oil of New Jersey), MOBIL (Standard Oil of New York), SOCAL (Standard Oil of California), GULF, TEXACO, BP und SHELL. Die Kartellgründung war 1928 in Schottland erfolgt und in den nachfolgenden Jahren durch mehrere gegenseitige Abkommen und Joint Ventures stabilisiert worden.

¹⁰ Die ersten drastischen Erfahrungen machten die Ölkonzerne, als die persische Regierung Mossadeq 1951 - 53 die iranischen Ölfelder der BP enteignete und erst durch einen Ölabnahmeboykott und eine Intervention von außen wieder abgesetzt wurde. Zum Dank dafür mußte die BP ihren vormals 100 %-Anteil auf 40 % herabsetzen und andere der Sieben Schwestern mit in ein Konsortium aufnehmen.

- Die Ölgesellschaften mußten einen großen Teil ihres bisherigen „eigenen“ Konzessionsöls durch Zukäufe auf einem neu entstehenden **Markt für Rohöl** (und dann zunehmend auch für Zwischenprodukte) hinzukaufen: Ab Mitte der siebziger Jahre wurden dadurch auch neue Instrumente zum Risikomanagement auf solchen Märkten erforderlich. Da wegen der Nachfragestrukturen auch **neue Raffinerietechniken** benötigt wurden (Cracker, Coker u.ä.), wurde das Marktgeschehen auf der Angebotsseite sehr viel komplizierter und flexibler.

2.3 Neue Flexibilitäten und Marktstrukturen: die Entstehung von Ölbörsen

Die neuen Besitzer der großen Ölvorräte vor allem im Nahen Osten hatten zunächst nach 1973 keine Verarbeitungs- und Absatzkapazität, waren dort also zumindest vorübergehend auf Kooperation mit den Ölgesellschaften angewiesen. Als Extremfälle für die möglichen **Strategien der neuen Rohölbesitzer** lassen sich ab 1975 Kuwait und Saudi-Arabien bezeichnen: Während Kuwait seit Ende der siebziger Jahre zielstrebig den Weg in die vollständige vertikale Integration ging (Aufbau von Raffinerien, Kauf von GULF in Europa und Aufbau der Marke Q8, was nur durch den Golfkrieg kurz unterbrochen wurde), suchte Saudi-Arabien zunächst die Kooperation mit den bisherigen ARAMCO-Partnern,¹¹ was angesichts der mehr als fünffachen Förderkapazität in Relation zu Kuwait auch verständlich war. Erst seit einigen Jahren diversifiziert auch Saudi-Arabien seine Downstream-Aktivitäten, um als großer Mitspieler im Ölmarkt ernst genommen zu werden.

Wenn größere Mengen Rohöl frei angeboten werden, können sowohl auf der Verarbeitungsebene als auch im Downstreambereich neue Marktteilnehmer mitspielen: Beispielsweise kann es erst jetzt möglich und lukrativ sein, als unabhängige Raffinerie im Markt mitzuspielen.

Unter diesen Bedingungen gibt es für eine etablierte, bis dahin vertikal integrierte Ölgesellschaft folgende Optionen:

- **Kooperation** mit einem oder mehreren Rohöhländern z.B. in joint ventures, die sich nicht nur auf das reine Ölgeschäft und anschließende Stufen wie Petrochemie beschränken müssen, sondern auch Infrastrukturentwicklung oder Meerwasserentsalzungsanlagen u.ä. umfassen können,
- **Erschließung eigener neuer Rohölquellen** außerhalb des OPEC-Gebietes, i.d.R. allerdings zu deutlich höheren Förderkosten als im Nahen Osten,
- Kauf auf dem **Spotmarkt** ergänzt um Risikomanagement an den neu entstandenen Ölbörsen in New York, London und Singapur. Diesen Weg gingen auch die unabhängigen Raffineriegesellschaften oder Ölhändler. Dabei kann es allerdings unterschiedliche Interessen an physischer Absicherung oder Absicherung von Preisrisiken geben. Börsen sind idealiter für letzteres gut geeignet, reagieren aber bei Mengenverknappungen leicht hektisch, wenn Verarbeiter oder Händler „um jeden Preis“ Rohöl oder Produkte benötigen.¹²

Letztere Strategieoption kam allerdings erst in den achtziger Jahren richtig zum Tragen, als sich die Börsenplätze etablierten.

¹¹ Arabian-American-Oil Company mit starkem Gewicht der amerikanischen Ölkonzerne.

¹² „Ware“ ist in bestimmten Situationen extrem wichtig: Iran- (1979) oder Kuwait-Krise (1990/91) können als Beispiele dienen, wo jeweils sehr heftige Preisausschläge entstanden.

Faktisch versuchten die großen Ölgesellschaften eine Kombination aus den drei genannten Optionen mit unterschiedlicher Gewichtung: Während beispielsweise EXXON vor allem auf die ersten beiden Strategien setzte, versuchte SHELL eine Kombination aus allen drei.

Kooperation (Strategie 1) mit einem Rohölpartner ist nicht kostenlos: Der Partner will Know-How gewinnen, eigene Verarbeitungskapazitäten aufbauen und verfolgt in Krisenzeiten eventuell eigene ökonomische und politische Ziele. Saudi-Arabien's Rolle als Swing-Producer Anfang der achtziger Jahre kollidierte dann auch bis zum berühmten Dezember 1985 immer mehr mit den Anforderungen der Partnergesellschaften.

Die entmachteten großen Ölgesellschaften (1984 verschwand GULF, das in den USA durch SOCAL, in Europa durch Kuwait übernommen wurde, aus dem Kreis der Seven Sisters), setzten auch auf die **Gegenstrategie 2**, eine eigene Rohölbasis aufzubauen. Aus ihrer Sicht ist diese neue Rohölbasis in der Nordsee oder Alaska durch deutlich höhere Förderkosten gekennzeichnet als im Nahen Osten: Auch wenn sie damit betriebswirtschaftlich günstiger fahren als beim Einkauf des noch teureren Nahost-Rohöls, so schwebt ab jetzt das Damokles-Schwert eines von den Nahost-Anbietern herbeigeführten Preiskampfes mit vorübergehenden Ölpreisen unter 10 \$/bl über ihnen.

Die **Strategie 3** liefert das Ölunternehmen den kurzfristigen Schwankungen des (Rohöl-) Marktes aus, was vor dem Hintergrund der historischen Erfahrungen bei vielen Ölgesellschaften auf Ablehnung stößt. Auch wenn das Preisrisiko teilweise zu managen ist, so sind Versorgungsrisiken bei der Strategie 3 schwerlich zu vermeiden.

Die so entstandene neue Flexibilität des Marktes wurde erstmals 1979/80 in der Persien-Krise getestet. Motiviert durch **politische Überlegungen** und vermeintlich erforderliche Rücksichtnahmen spielte Saudi-Arabien kurzfristig bei den Hard-Linern der OPEC mit. Die saudischen Ölexperten kalkulierten bewußt die Inkaufnahme eines **erwarteten ökonomischen Verlustes** ein, der durch einen politischen Gewinn überkompensiert werden sollte: Die hektische Reaktion der Märkte mit Panikeindeckungen und Lageraufstockungen im Frühjahr 1979 trieb die Spotmarktpreise nach oben.

Der tatsächlich zu tragende ökonomische Preis dieses Manövers für die OPEC war deutlich höher als von Scheich Yamani 1979 erwartet. Die Ölnachfrage ging schnell zurück: Die erneute Rezession in den OECD-Staaten, die rasche Umstellung auf Kohle in Grundstoff- und Produktionsgüterindustrien und Kraftwerken, das sukzessive Wirksamwerden der Energieeinsparpolitik nach 1973 führten zu rückläufiger Ölnachfrage. Zudem stieg das Angebot an Rohöl aus anderen Gebieten an, so daß der OPEC-Marktanteil von 48 % im Jahr 1979 auf 30 % im Jahr 1985 abfiel, das ganze bei einem Förderrückgang um 13,5 % gegenüber 1979. In US-\$-Notierung fiel der Ölpreis dann nach einem kurzfristigen Höchststand bei 40 \$/bl im letzten Quartal 1980 schrittweise auf eine Größenordnung von 27-28 \$/bl; in DM-Notierung wurde dies wegen der Wechselkursentwicklung Anfang der achtziger Jahre nicht so sichtbar, so daß in Deutschland der reale Ölpreis erst 1985/86 drastisch fiel.

Als Saudi-Arabien im Dezember 1985 von der passiven Rolle des Swing-producers nach Erreichen seiner „Schmerzgrenze“ von 3,5 mb/d umschaltete auf eine aktivere Beeinflussung der Märkte, stürzte der Ölpreis zunächst stark ab, um sich dann bei deutlich über 15 \$/bl zu stabilisieren. Der **zweite Ölpreissprung 1979** ist somit nicht wie der erste 1973 als Ausdruck einer

neuen Gleichgewichtskonstellation interpretierbar, sondern wurde nachfolgend sehr schnell vom Markt „bestraft“. Die geänderte Ölpolitik der Saudis 1985 war insofern nur das Aufgeben einer nicht mehr durchhaltbaren Strategie.¹³ Der heftige Überschießeffekt nach unten wurde sehr schnell an den Märkten korrigiert. Seither hat sich der Ölpreis in dem Korridor zwischen 15 - 20 \$/bl mit mäßiger Schwankungsbreite etabliert. Schwankungen entstehen vor allem durch kurzfristige Marktstörungen wie Ausfälle einer wichtigen Fördereinrichtung in der Nordsee, politische Störungen oder extrem kalte Winter mit einem entsprechend unerwarteten Anstieg der Heizölnachfrage.

Der Ölmarkt hat dementsprechend auch wieder eher wettbewerbliche Merkmale, wie Abbildung 2 skizziert. Die Kartell-Lösung mit einem starken flexiblen Anbieter in der Rolle des Swing-Producers ließ sich eben nur vorübergehend durchhalten. Das „OPEC-Kartell“ konnte wegen fehlender vertikaler Integration und der unzureichenden Abdeckung der weltweiten Rohölbasis niemals vergleichbar gut funktionieren wie das ursprüngliche Kartell der Sieben Schwestern.

Abbildung 2: Historische Kartellierungsversuche durch OPEC

	A		B
langfristig	Wettbewerbsmodell		OPEC = Kartell
kurzfristig			1980 - 1985 : Saudi-Arabien als Swing-producer
		1985	←
I	1973/74		Korrektur eines politisch motivierten Fehlers durch Saudi-Arabien im Dezember 1985
Marktstruktur	↑	1979	
		↑	
II	Auslöser:	Auslöser:	
Politik	• Enteignungen • US-Ölimportpolitik	• Persienkrise • Israel./arab. Konflikt	diszipliniert S-Arabien in eine politische Rolle

2.4 Strategische Spiele und Koalitionen

Da die OPEC kein Club einigermaßen homogener Ölanbieter ist, sondern Gruppen von OPEC-Mitgliedern wegen unterschiedlicher Reservengröße in Relation zu Bevölkerung und übrigen Wirtschaftssektoren (Beispiele: Saudi-Arabien und Kuwait einerseits versus Nigeria oder Indonesien andererseits) auch unterschiedliche Zielsetzungen verfolgen, ist das tatsächliche OPEC-Verhalten sehr stark von der jeweiligen „Spielstärke“ der Gruppen abhängig: Auf dieser simplen Grundüberlegung basieren die einfachsten Prognosemodelle, die die **aktuelle Kapazitätsausla-**

¹³ Aus deutscher Sicht bedeutete die Terms-of-trade-Verschlechterung 1979 einen rezessiven Impuls; während 1985/86 ein Gratis-Konjunkturprogramm wirkte. Ein Ölmanager drückte dies dem Verfasser gegenüber wie folgt aus: „Dem einen Helmut genommen, dem anderen Helmut gegeben!“

stung der OPEC als Basis für Prognosen steigender oder eher fallender (realer) Ölpreise nehmen.¹⁴

Die tatsächliche Förderkapazität ist aber ihrerseits in der Zeit veränderlich: Kriege zwischen OPEC-Mitgliedern oder Ausbauplanungen von Rohöl- und Verarbeitungskapazitäten machen die OPEC-Kapazität zur Variablen. Die Kapazitätsauslastung ist dann noch eine Funktion der Ölnachfrage: Und hier gewinnt die OPEC seit 1985 Jahr für Jahr durchschnittlich etwa 1 mb/d an Förderung hinzu, so daß ihr Marktanteil am Weltölmarkt heute wieder deutlich über 40 % beträgt.

Während es in der Vergangenheit innerhalb der OPEC immer wieder klar erkennbare Koalitionen von Ölproduzenten mit ähnlichen Interessen gab, ist derzeit und für die kommenden zehn Jahre eine Kooperation innerhalb der OPEC nicht sehr realistisch.

Saudi-Arabien, das man gemeinhin als Low-Absorber einstuft und dem in der Vergangenheit eine vorsichtige Mengenpolitik zugeschrieben wird, produziert derzeit mit rund 9 mb/d „sehr viel“, ebenso Kuwait mit 2 mb/d, das dringend Finanzmittel für den Wiederaufbau und die Fortsetzung seiner aggressiven Marktstrategie benötigt. High-Absorber wie Iran oder Nigeria sind ohnehin nie für eine disziplinierte Förderpolitik zu gewinnen gewesen. Das bedeutet: Solange die OPEC unterhalb einer Kapazitätsbeanspruchung von etwa 30 - 32 mb/d bleibt, ist von dieser Seite her kein Druck auf die Preise nach oben zu erwarten.

Bereits deutlich schwieriger einzuschätzen ist die Rolle des „Wettbewerbsrands“ durch Anbieter in Alaska, Mexico oder Nordsee: Hier sind nationale politische Faktoren (Umweltschutz, Verstetigung der Einnahmenerzielung) als Sondereinflüsse wirksam. Sehr langfristig ist dieser Wettbewerbsrand eher als schwach einzuschätzen.¹⁵

Die größte Unsicherheit für eine Ölmarktprognose herrscht derzeit über die möglichen Exporte aus der ehemaligen Sowjetunion, insbesondere aus **Rußland**. Entgegen vielen Erwartungen (z.B. CIA-Prognose aus 1977 und aktuelle Schätzungen) gehen die russischen Ölexporte nicht massiv zurück. Offensichtlich ist Rußland derart stark auf die Deviseneinnahmen aus den Öl- und Gasexporten angewiesen, daß auch unter den derzeitigen maroden technischen Bedingungen der Förderung und des Transports versucht wird, durch Exporte Geld zu verdienen. Die Prognose eines Förderrückgangs durch technischen Zusammenbruch in Rußland unterschätzt zumindest in den kommenden Jahren die Rücksichtslosigkeit der russischen Planer gegenüber der Umwelt und der langfristigen Versorgungsperspektive zugunsten der kurzfristigen Devisenerwirtschaftung.

2.5 Das CO₂-Spiel

Unter strategischen Aspekten ist aus der Sicht der Ölanbieter die CO₂-Diskussion von dramatischer Bedeutung: Sollten beispielsweise die OECD-Staaten als ganzes eine **CO₂-Steuer** auf Mineralölprodukte (und andere Energieträger) *beim Endverbraucher* einführen, so würde dies bei den jetzigen Wettbewerbsverhältnissen auf den Ölmärkten zu einer deutlichen Senkung des Öl-

¹⁴ Als aktuellen Überblick über die ökonomischen Einflußgrößen für die Strategie der OPEC, vgl. Gately (1995).

¹⁵ Eine guten Überblick über den aktuellen Stand gerade auch mit Blick auf den Wettbewerbsrand enthalten die Beiträge im Special Issue des Energy Journals von 1994. Vgl. Frank (1994).

preises für die Produzenten führen: Faktisch würde dadurch einerseits ein geringerer Klimaschutzeffekt erreicht, andererseits jedoch ein massiver Umverteilungseffekt zugunsten der ölimportierenden Staaten.¹⁶

Es wäre also rational, einer solchen Klimaschutzsteuer dadurch zuvorzukommen, daß der Ölpreis durch eine „*Klimaabgabe am Bohrloch*“ verteuert wird. Dies setzt wiederum kooperatives Verhalten der Ölanbieter voraus. Eine solche Kooperation kann als Koalition von etwa gleich starken und ähnlich betroffenen Anbietergruppen zustande kommen, wenn die fehlende Kooperationsbereitschaft einiger OPEC-Mitglieder oder geringere Ausweichmöglichkeiten auf andere Rohölbasen wegen deren zunehmender Reservenerschöpfung schwieriger wird: Wenn beispielsweise die Ölfelder von Indonesien, Nigeria oder in der Nordsee nicht mehr so relevant für die Marktversorgung sind, kann ein solcher Schachzug erwartet werden.

Auf längere Sicht bleiben als dominierende Anbieter innerhalb der OPEC lediglich die Staaten im Nahen Osten und Venezuela übrig, als Koalition unter ökonomischen Aspekten sehr viel ähnlicher und von der Anzahl der beteiligten Staaten sehr viel weniger als bisher.

Es ist also folgendes Szenario denkbar: Wegen der unterschiedlichen Interessenlagen der OECD-Staaten und der Dritten Welt läßt eine weltweite Klimaschutz-Kooperation noch mindestens 10 - 15 Jahre auf sich warten. In diesen Jahren erstarkt die OPEC (und darin besonders die Anbietergruppe der Low-Absorber mit riesigen Reserven) und kann dann präventiv einer CO₂-Steuer-Einführung durch eine eigene „Preispolitik zum Klimaschutz“ zuvorkommen. Die Antwortmöglichkeiten der bisherigen Wettbewerbsanbieter USA, Norwegen oder Großbritannien sind dann mangels Ressourcenbasis nur noch sehr beschränkt. Da die dann dominierenden OPEC-Staaten andererseits lediglich über große Öl- und Gasvorräte verfügen, nicht jedoch über Kohle, hätte diese Koalition den unangenehmen Seiteneffekt, die Kohle verstärkt in den Markt für Kraftwerke und Grundstoffindustrie zurückzubringen, was unter Klimaschutzaspekten nicht wünschenswert ist.¹⁷ Diese Variante eines CO₂-Spiels ist in den bisherigen ökonomischen Modellen zum Klimaschutzproblem noch nicht ins allgemeine Bewußtsein der Modellierer gedrun-gen, wo eher „naive“ Annahmen zum Funktionieren der Ölmärkte dominieren.¹⁸

3. Zusammenfassung

3.1 Analytik

Die lange Jahre seit Beginn der siebziger Jahre gängigen Ölmarktmodelle mit der Hotelling-Logik sind in der einfachen Form (Informationsannahmen über gegebenen Ressourcenbestand und Preiselastizität der Nachfrage, perfekte Kapitalmärkte etc.) gut geeignet als Trainingsrunden

¹⁶ Wenn die OECD-Staaten allesamt überwiegende Ölimporteure wären, hätte eine Koalition mit gemeinsamer Einführung einer Energie-/CO₂-Steuer beste Aussichten: Die Chancen einer Rentenumverteilung weg von der OPEC hin zu den OECD-Staaten wären aus fiskalischer Sicht zu verlockend. Das „Problem“ für eine solche Strategie stellen diejenigen OECD-Staaten wie USA, Großbritannien oder Norwegen dar, die sich als Produzenten mit einer solchen Vorgehensweise selbst schaden würden. Der Widerstand dieser Staaten gegen eine massive Klimaschutzpolitik begründet sich aus dieser zweiten Rolle als Produzenten von Öl, die durch abgesenkte Ölpreise verlieren müßten.

¹⁷ Damit ist natürlich die Weltmarktkohle mit Preisen von unter 100 DM/t gemeint, nicht jedoch die deutsche Steinkohle mit ihren Preisen von 250-300 DM/t jeweils frei Kraftwerk.

¹⁸ Vgl. aber beispielsweise Blank (1994).

für Einführungslehrbücher. Sie waren auch noch gut geeignet für die Darstellung des Ölmarktes, als die Ölangebotsseite praktisch „in einer Hand“ war.

Die heutige Modellierung der Ölmärkte verlagert sich stärker auf spieltheoretische Ansätze. Auch wenn dort nach wie vor die Hotelling-Logik einer intertemporalen Optimierung anzusetzen ist, sind die Spielkonstellationen erheblich komplexer: Ähnlich leicht nachvollziehbare Resultate wie im einfachen Hotelling-Fall lassen sich dort (leider) nicht mehr ableiten.

3.2 Ölmarktprognosen

Ölmarktprognosen sind nach ihrer Fristigkeit zu unterscheiden. Die Tabellen 1 und 2 fassen die Einflußfaktoren für mittel- und langfristige Ölpreiserhöhungen bzw. -senkungen zusammen.

<i>Faktoren für mittelfristig höhere Ölpreise</i>	<i>Faktoren für mittelfristig niedrigere Ölpreise</i>
Rückgang der US-Produktion bei wieder steigender Nachfrage in den USA	Angebotspolitik wichtiger OPEC-Mitglieder
Ausfall des russischen Ölangebots durch Zusammenbruch der Förderanlagen	Noch reichlich verfügbare Produktion im Wettbewerbsrand

Tabelle 1: Einflußfaktoren für mittelfristige Ölpreisveränderungen

<i>Faktoren für langfristig höhere Ölpreise</i>	<i>Faktoren für langfristig niedrigere Ölpreise</i>
Bei niedrigen Ölpreisen Unterlassung von Förderkapazitätsausbau	Anhaltender Wettbewerbsdruck bei reichlich verfügbarem Öl, stagnierende Nachfrage in den OECD - Staaten
Strategisches Verhalten der OPEC gegenüber drohender CO ₂ -Steuer	Klimaschutzpolitik der OECD-Staaten als allgemeine Energiesparpolitik
Wachsende Ölnachfrage in den Schwellenländern der Dritten Welt	

Tabelle 2: Einflußfaktoren für langfristige Ölpreisveränderungen

4. Literatur

M. Adelman, Modelling World Oil Supply, The Energy Journal, Vol. 14, Nr. 1, 1993, S. 1 - 32.

J. Blank, Marktstrukturen und Strategien auf dem Weltölmarkt, LIT - Verlag, Münster, 1994.

H.J. Frank (ed.), The Changing World Petroleum Market, Special Issue, The Energy Journal, 1994.

- D. Gately**, A Ten-Year Retrospective: OPEC and the World Oil Market, *Journal of Economic Literature*, Sept. 1984, S. 1100 - 1114.
- D. Gately**, Strategies for OPEC's Pricing and Output Decisions, *The Energy Journal*, Vol. 16, Nr. 3, 1995, S. 1 - 38.
- I. Hensing, W. Ströbele**, Der Ölmarkt zu Beginn der neunziger Jahre, *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 4/1991, S. 225 - 232.
- S.L. McDonald**, The Hotelling-Principle and In-Ground Values of Oil Reserves: Why the Principle Over-Predicts Actual Values, *The Energy Journal*, Vol. 15, Nr. 3, 1994, S. 1 - 17.
- M.C. Lynch**, The Fog of Commerce: The Failure of Long-term Oil Market Forecasting, MIT Working Paper E38-648, Sept. 1992.
- D. Yergin**, *Der Preis*, Frankfurt/M., 1991.

Die Rolle der Braunkohle im Energiemix der Bundesrepublik Deutschland

Dr. Hans-Wilhelm Schiffer

Rheinbraun AG
Stüttgenweg 2
50935 Köln

I. Zu den Zielen der Energiepolitik

Die Bundesregierung hat zuletzt im Dezember 1991 ein Energieprogramm vorgelegt. Das Programm stand unter der Überschrift "Energiepolitik für das vereinte Deutschland." Die in diesem Programm formulierten Ziele gelten unverändert fort. Sie lauten (Grafik 1):

- Versorgungssicherheit
- Wirtschaftlichkeit
- Umweltschutz
- Ressourcenschonung

Nach meiner Auffassung muß es darum gehen, bei der Umsetzung dieser zum Teil konkurrierenden Zielsetzungen in konkrete Politik ein Optimum anzustreben und nicht den Erfüllungsgrad eines einzelnen dieser Ziele, oder gar eines Subziels, zu maximieren.

1. Versorgungssicherheit

Versorgungssicherheit hat als prioritäres Ziel der Energiepolitik keineswegs ausgedient, auch wenn das Bewußtsein für ihre Bedeutung angesichts einer guten Versorgungslage und gesunkener Energiepreise geschwunden ist.

So muß man sich folgende Fakten vor Augen führen:

- 70 % der weltweiten Öl- und Gasreserven befinden sich in politisch instabilen Regionen, nämlich Naher Osten und GUS.
- Deutschland ist zu 69 % von Energieimporten abhängig (Grafik 2).
- Nennenswerte Vorkommen haben wir nur an Steinkohle und Braunkohle (Grafik 3).
- Wichtigster Energie-Rohstofflieferant ist Rußland. An Position 5 bis 9 rangieren OPEC-Staaten. Wichtigste Steinkohle-Lieferländer sind Südafrika und Polen (Grafik 4).

Resümee: Seit 1973 ist die Energieversorgung Deutschlands nicht sicherer geworden (Grafik 5). Der Ölanteil hat sich zwar verringert. Dafür ist der Anteil von Importerdgas in mehr als entsprechendem Umfang gestiegen. Die Kernenergie, der unter dem Gesichtspunkt der Versorgungssicherheit der gleiche Stellenwert wie heimischen Energien eingeräumt werden kann, hat an Bedeutung zugenommen. Dafür ist der Kohleanteil gesunken. Die Aufrechterhaltung eines ausgewogenen Energiemix muß auch künftig Ziel der Energiepolitik im Sinne der Risikostreuung bleiben.

2. Wirtschaftlichkeit

Das Thema Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung wird politisch widersprüchlich diskutiert. Auf der einen Seite heißt es, die Energiekosten stellten einen entscheidenden Standortfaktor dar und müßten, da im internationalen Vergleich überhöht, abgesenkt werden. Als geeignetes Instrument wird die Einführung direkter Konkurrenz im Strom- und Gasbereich genannt. Auf der anderen Seite wird die Einführung von Ökosteuern - teilweise auch im nationalen Alleingang - gefordert.

Am Beispiel der Stromerzeugung, dem Haupteinsatzbereich der Braunkohle und der Steinkohle, möchte ich zunächst die bestehende Konkurrenzsituation erläutern, um dann auf die Perspektiven zu sprechen zu kommen.

Entscheidende Säulen der Stromversorgung in Deutschland sind Kernenergie, Braunkohle und Steinkohle (Grafik 6). Erdgas trägt bisher erst in begrenztem Umfang zur Stromerzeugung bei. Erneuerbare Energien liegen mit 5 % an fünfter Stelle. Öl spielt in der Stromerzeugung in Deutschland keine Rolle.

Was waren in den letzten 25 Jahren die entscheidenden Faktoren, die zu diesem Mix geführt haben?

- Kernenergie war in der Grundlast eine wettbewerbsfähige Option. Zwischen 1969 und 1988 gingen 20 Blöcke ans Netz. Angesichts deutlich verringerter Stromverbrauchserwartungen und der politischen Auseinandersetzungen um diesen Energieträger erfolgte danach kein weiterer Zubau.
- Braunkohle hatte gegenüber allen fossilen Energien in der Grundlaststromerzeugung einen deutlichen Vorteil bei den Brennstoffkosten. Marktanteilsverluste im Wärmemarkt konnten kompensiert werden durch einen steigenden Einsatz von Braunkohle in Kraftwerken.
- Der Einsatz inländischer Steinkohle wurde aufgrund des bestehenden Regelwerks - namentlich den Jahrhundertvertrag -, flankiert durch die über den Kohlepfennig finanzierten Zuschüsse, kontinuierlich erhöht.
- Die Einfuhr von Importsteinkohle war kontingentiert, und selbst die bestehenden Kontingente konnten die EVU angesichts der eingegangenen Verpflichtungen zum Einsatz deutscher Steinkohle nicht ausschöpfen.
- Der vermehrten Nutzung von Öl und Erdgas in der Stromerzeugung standen - neben den 1973 und 1979/80 erhöhten Preisen - energiepolitische Restriktionen entgegen.
- Die wirtschaftlich nutzbaren Potentiale der erneuerbaren Energien, insbesondere der Wasserkraft, wurden weitgehend ausgeschöpft. Die Windenergie erlebte - aufgrund der über das Stromeinspeisungsgesetz erzwungenen überhöhten Vergütungen für Strom aus erneuerbaren Energien - in den letzten Jahren einen Boom (Grafik 7).

Diese die vergangenen Jahre kennzeichnenden Rahmenbedingungen haben sich in fast allen Punkten geändert. So werden die Aussichten der Energieträger insbesondere durch folgende Faktoren bestimmt:

- Die politisch angestrebte Liberalisierung der Strommärkte. Noch im September 1996 will der Bundeswirtschaftsminister die Energierechtsnovelle ins Bundeskabinett bringen.
- Die künftige Bezuschussung des Einsatzes deutscher Steinkohle in der Verstromung, über die - für den Zeitraum ab Ende der 90er Jahre - im Herbst 1996 politisch entschieden werden soll.
- Die offene Frage, ob ein breiter energiepolitischer Konsens zur künftigen Nutzung der Kernenergie gelingt.
- Bei der Braunkohle - die Gewährleistung von Rahmenbedingungen, die es den Unternehmen erlaubt, die notwendigen Investitionen im Bereich Tagebau und Kraftwerke durchzuführen, die für die angestrebte langfristige Aufrechterhaltung eines konstanten Braunkohleneinsatzes in der Verstromung notwendig sind.
- Die erfolgte Aufhebung der Genehmigungspflicht zum Bau neuer Erdgaskraftwerke.
- Im Bereich der erneuerbaren Energien - Umstellung der Förderung erneuerbarer Energien, soweit sie über das Stromeinspeisungsgesetz geschieht - zur Vermeidung von Wettbewerbsverzerrungen in einem liberalisierten Strommarkt.

Wie stellt sich die Konkurrenzsituation der Energieträger im Bereich der Stromerzeugung in diesem veränderten Umfeld dar? Der entscheidende Parameter ist hier die Aufbrechung der Gebietsmonopole im Strombereich. Auch wenn die in Brüssel gebilligten Richtlinien vorschläge noch nicht in Form der in Deutschland sogar noch weitergehenden nationalen Reformvorstellungen umgesetzt sind, ist der Weg klar vorgezeichnet. Die Unternehmen erwarten direkte Konkurrenz auch im Strombereich und sie antizipieren dies bereits bei den jetzt anstehenden

Investitionsentscheidungen. Dies führt dazu, daß der Gesichtspunkt der Versorgungssicherheit bei den Unternehmensentscheidungen an Bedeutung verliert, während die Wirtschaftlichkeit noch stärker als in der Vergangenheit in den Vordergrund rückt.

In diesem von Konkurrenz der Einsatzenergien geprägten Umfeld stellten sich die Zukunftsaussichten der Energieträger wie folgt dar (Grafik 8):

- Ein Neubau von Kernkraftwerken ist in Deutschland nicht in Sicht. Hierfür sprechen gleich mehrere Faktoren. Das sind zum einen die hohen spezifischen Investitionskosten neuer Kernkraftwerke. Diesen Nachteil können Anlagen auf Kernenergiebasis gegenwärtig und für die absehbare Zukunft nicht durch den bestehenden Vorteil bei den Brennstoffkosten kompensieren. Grund: Die Brennstoffpreise der fossilen Energien haben sich in den letzten Jahren deutlich erniedrigt. Die Brennstoffkosten pro kWh sind zusätzlich durch die erzielten Wirkungsgradverbesserungen bei Kraftwerken auf Gas- und Kohlebasis gesunken. Die Preisaussichten auf dem Energiemarkt bleiben gedämpft. Schließlich fehlt der politische Konsens zum Bau von Kernkraftwerken. Vor diesem Hintergrund ist aus heutiger Sicht damit zu rechnen, daß altersbedingt vom Netz gehende Kernkraftwerke nicht durch Neuanlagen auf Kernenergiebasis ersetzt werden. Damit könnte die Bereitstellung von Kernenergiestrom, stärker als von PROGNOSE in der im Auftrag der Bundesregierung erstellten Energiemarktstudie 2020 unterstellt, zurückgehen. PROGNOSE ist in der Ende 1995 vorgelegten Studie von der Annahme ausgegangen, daß vom Netz gehende Kernkraftwerke teilweise durch entsprechende Neuanlagen ersetzt werden.
- Deutsche Steinkohle kann nach der Umstellung des Finanzierungssystems zu wettbewerbsfähigen Bedingungen in der Verstromung angeboten werden. Allerdings wird ihr Beitrag künftig durch die gewährten Finanzplafonds begrenzt, über die für den Zeitraum ab Ende der neunziger Jahre noch politisch zu entscheiden ist. Vor dem Hintergrund dieser bevorstehenden Entscheidungen haben der Steinkohlenbergbau und die Industriegewerkschaft Bergbau und Energie vorgeschlagen, die Steinkohlenförderung von 54 Mio. t SKE im Jahr 1995 bis 2005 auf etwa 35 Mio. t SKE zurückzufahren, davon 25 Mio. t SKE für die Verstromung und 10 Mio. t SKE Kokssteinkohle. Die öffentlichen Zuschüsse, die sich 1996 auf gut 10 Mrd. DM belaufen werden (davon Absatzbeihilfen in Höhe von 7,5 Mrd. DM für die Verstromung deutscher Steinkohle und 2,6 Mrd. DM für die Kokssteinkohle), würden nach

diesem Vorschlag auf 7 Mrd. DM/Jahr sinken, wobei unterstellt ist, daß sich der gegenwärtige Abstand zwischen den Kosten der deutschen Steinkohlenförderung und den Preisen der Importkohle frei inländisches Kraftwerk von etwa 200 DM/t SKE nicht wesentlich verändert. Bereits nach diesem Vorschlag würde sich somit der Einsatz deutscher Steinkohle in der Verstromung, der 1995 rund 40 Mio. t SKE betrug, bis 2005 um 15 Mio. t SKE verringern.

- Der Einsatz von Braunkohle in der Verstromung wird nach Einschätzung von PROGNOSE innerhalb des Prognosezeitraums bis 2020 konstant bleiben. Diese Einschätzung trifft PROGNOSE sowohl für West- als auch für Ostdeutschland. Für Westdeutschland ist hierfür die Inanspruchnahme des Anschlußtagebaus Garzweiler II erforderlich. Diese Entwicklung ist natürlich, abgesehen von den noch bestehenden politischen und rechtlichen Hürden, kein Selbstläufer. Vielmehr setzt sie voraus, daß die Braunkohle auch künftig ihre Wettbewerbsfähigkeit bewahrt. Entsprechende Rationalisierungsmaßnahmen, die dies gewährleisten, wurden etwa bei Rheinbraun bereits 1992 eingeleitet und danach verstärkt fortgesetzt. Sie werden dazu führen, daß die Brennstoffpreise für die von Rheinbraun gelieferte Kraftwerkskohle bis zum Jahr 2000 nominal konstant bleiben, also real zurückgehen. Danach kann von einem real konstanten Verlauf der Brennstoffpreise ausgegangen werden. Die Braunkohle bietet also, wie kein anderer Energieträger, Versorgungssicherheit und langfristig kalkulierbare Preise. Der Wirkungsgrad der Braunkohlenkraftwerke wird sich künftig weiter erhöhen. So wird der am Standort Niederaußem von RWE Energie geplante Kraftwerksblock, der 2001 ans Netz gehen soll, einen Wirkungsgrad von mindestens 43 % erreichen. Durch Vorschaltung einer separaten Trocknung, zum Beispiel nach dem Verfahren der Wirbelschichttrocknung mit interner Abwärmenutzung (WTA) anstelle der bisher üblichen, im Kessel integrierten Mahltrocknung, kann ein zusätzlicher Wirkungsgradfortschritt von bis zu 5 %-Punkten bei dem auf konventioneller Kraftwerkstechnik basierenden Braunkohlenkraftwerk mit optimierter Anlagentechnik (BoA) erreicht werden. Damit können Braunkohlenkraftwerke mit konventioneller Technik künftig Wirkungsgrade von etwa 47 % erreichen. Mit der Kombikraftwerkstechnik mit integrierter Vergasung (KoBra) ist sogar die Realisierung eines Wirkungsgrads von 50 % und mehr vorstellbar.

- 1995 wurden rund 10 Mio. t SKE Importsteinkohle zur Verstromung eingesetzt. Es ist davon auszugehen, daß sich der Einsatz importierter Kesselkohle im Kraftwerksbereich bis zum Jahr 2005 auf mindestens 20 Mio. t SKE verdoppelt.

- Der große Gewinner auch im Kraftwerksbereich ist das Erdgas. Niedrige spezifische Investitionskosten und ein Wirkungsgrad nahe 60 % bei Einsatz der GuD-Technik machen die im Vergleich zu Kohle und Öl höheren Brennstoffpreise je nach Auslegung und Fahrweise des Kraftwerks ganz oder zumindest zu weiten Teilen wett. Allerdings besteht bei Erdgas ein nicht unerhebliches Preisrisiko - zumindest für die Zeit nach 2005. So wird sich die Kraftwerkskapazität auf Erdgasbasis in OECD-Europa nach den Planungen der Unternehmen bis 2010 in etwa verdoppeln. Diese Entwicklung wird einen Nachfragesog entfalten, der auf eine ebenfalls steigende Nachfrage im Wärmemarkt trifft. Der stärkste Ausbau der Kraftwerkskapazität auf Erdgasbasis erfolgt in Ländern, die über eigene Gasreserven verfügen. In Deutschland ist damit zu rechnen, daß der Einsatz von Erdgas zur Stromerzeugung vorzugsweise auf kraft-wärme-gekoppelte Anlagen der Industrie und im kommunalen Bereich begrenzt bleibt. Die hohe Brennstoffausnutzung macht hier den Gaseinsatz wirtschaftlich. Eine Alternative zur Grundlaststromerzeugung in den zentralen Großkraftwerken auf Basis Kohle und Kernenergie stellt Erdgas allerdings nicht dar.

- Erneuerbare Energien können und werden einen zusätzlichen Beitrag zur Strombereitstellung leisten. PROGNOSE schätzt, daß sich ihr Anteil von heute 5 % auf 7 % im Jahr 2020 - gemessen an der Stromerzeugung - erhöht. Diese Steigerung setzt den Zubau tausender Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien voraus, der nur bei Fortsetzung einer massiven Subventionierung erfolgen kann. Die Wirtschaftlichkeit der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien ist nämlich, abgesehen von dem weitgehend ausgeschöpften Potential der Wasserkraft, meist nicht gegeben. Ein Beispiel verdeutlicht dies. Um in Deutschland dieselbe Menge Strom zu erzeugen wie in einem Braunkohlenkraftwerk mit 950 MW, das etwa 3 Mrd. DM kostet, müssen in Windanlagen etwa 8 Mrd. DM und in Photovoltaikanlagen etwa 200 Mrd. DM investiert werden. Dabei ist berücksichtigt, daß die Braunkohlenkraftwerke Strom rund um die Uhr erzeugen, Windkraftwerke auf 1 500 bis 2 500 Stunden/Jahr kommen und Photovoltaikanlagen in Deutschland nur 700 Vollaststunden pro Jahr erreichen. Resümee: Erneuerbare Energien können fossile Energien nicht ersetzen

sondern nur einen additiven Beitrag leisten. Zudem ist zu berücksichtigen, daß die Mobilisierung des zusätzlichen Potentials einen hohen finanziellen Aufwand erfordert.

- Schließlich noch ein Wort zum Öl. Der Schwerpunkt dieses Energieträgers wird künftig noch verstärkt im Verkehrsbereich liegen. In der Stromerzeugung wird Öl auch künftig keine nennenswerte Rolle spielen.

Die Braunkohle hat unter allen Einsatzenergien den Vorzug, daß sie sowohl Versorgungssicherheit als auch langfristig kalkulierbare wettbewerbsfähige Preise bietet.

3. Umwelt- und Klimaschutz

Und die Braunkohle wird auch den Zielsetzungen des Umwelt- und des Klimaschutzes gerecht. Im Rheinland sind sämtliche Braunkohlenkraftwerke mit einem Investitionsaufwand von rund 7 Mrd. DM entschwefelt und entstickt worden. In den neuen Bundesländern werden 4 000 MW Kraftwerkskapazität auf Braunkohlenbasis nachgerüstet und 6 000 MW neu gebaut. Das Investitionsvolumen im Bereich der ostdeutschen Braunkohlenkraftwerke beläuft sich auf insgesamt 24 Mrd. DM. Resümee: Nirgendwo in der Welt wird Braunkohle - und die gleiche Aussage trifft auch für die Steinkohle zu - mit geringeren Schadstoffemissionen verstromt als in Deutschland. Dabei schneiden wir selbst im Vergleich zu dem uns immer wieder als Musterland vorgeführten Dänemark deutlich besser ab.

Auch beim Klimaschutz nehmen wir eine Vorreiterrolle ein. Wir tragen Klimavorsorgemaßnahmen mit. Sie müssen allerdings zielführend sein, und der Einsatz der dafür zur Verfügung gestellten Investitionsmittel sollte möglichst effizient gestaltet werden. Das heißt konkret: Vorrang für Maßnahmen, die bei gegebenem Finanzvolumen einen möglichst hohen Zielerfüllungsgrad erwarten lassen.

Dazu gehört nicht die Substitution zwischen fossilen Energieträgern. Vielmehr kommt es auf Effizienzsteigerungen an. Dabei muß den unterschiedlichen Einsparpotentialen Rechnung getragen werden (Grafik 9). In den Kraftwerken wird das vorhandene Einsparpotential genutzt (Grafik 10). Eine CO₂-orientierte Steuer könnte hier allenfalls die Wirkung entfalten, daß Inve-

stitutionen in neue Braunkohlenkraftwerke mit höherem Wirkungsgrad unterbleiben. Eine CO₂-orientierte Steuer würde nämlich die Konkurrenzsituation auf dem Energiemarkt - zu Lasten der Braunkohle - verzerren.

An Vorschlägen zur Einführung einer CO₂-/Energiesteuer hat es dennoch in den letzten Jahren nicht gemangelt. So hatte die Europäische Kommission im Juni 1992 den Vorschlag für eine Richtlinie des Rates zur Einführung einer Steuer auf Kohlendioxidemissionen und Energie vorgelegt. Die im Ministerrat der Europäischen Union für eine Verabschiedung notwendige einstimmige Annahme des Vorschlags war in der Folgezeit jedoch nicht erreicht worden. Im Mai 1995 hatte die EU-Kommission einen gegenüber dem Entwurf von 1992 "Geänderten Vorschlag für eine Richtlinie des Rates zur Einführung einer Steuer auf Kohlendioxidemissionen und Energie" verabschiedet. Mit diesem neuen Vorschlag setzte die Kommission die diesbezügliche Empfehlung des Essener EU-Gipfels vom 9./10. Dezember 1994 um, in der es heißt: "Der Europäische Rat hat die Absicht der Kommission zur Kenntnis genommen, Leitlinien vorzulegen, die es jedem Mitgliedstaat ermöglichen, eine CO₂-/Energiesteuer auf der Grundlage gemeinsamer Parameter anzuwenden." Danach sollte - anders als in dem Vorschlag von 1992 - den Mitgliedstaaten bis zum Jahr 2000 die Einführung einer entsprechenden Steuer auf nationaler Ebene freigestellt sein. Für den Zeitraum ab 2000 werden allerdings konkrete Steuersätze genannt, die dann verbindlich EU-weit gelten sollten. Dies hätte, wäre der Vorschlag angenommen worden, zu höchst unterschiedlichen Steuersätzen auf die einzelnen Energien und damit zu einem erheblichen Eingriff in das Konkurrenzverhältnis der Energien geführt (Grafik 11).

Was wären die Konsequenzen aus der Umsetzung dieses Vorschlags?

- Die Stromerzeugung aus den bestehenden Kernkraftwerken würde gegenüber der Stromerzeugung aus fossil gefeuerten Anlagen massiv begünstigt. Einen Lenkungseffekt zugunsten der Kernenergie könnte die Steuer angesichts des fehlenden Konsenses über den weiteren Ausbau der Kernenergie in Deutschland aber nicht ausüben.
- Der Importsteinkohle würde ein erheblicher Wettbewerbsvorteil gegenüber Braunkohle eingeräumt. Mit dem Gesichtspunkt der Klimavorsorge läßt sich dies nicht rechtfertigen (Grafik 12). Bezieht man nämlich andere klimarelevante Spurengase in die Betrachtung

ein, so besteht kein Unterschied in der Klimarelevanz von Braunkohle und Steinkohle. Die Auswirkungen der scheinbar nur geringen Steuerdifferenz von etwa 9 DM/t SKE werden deutlich, wenn man sich vor Augen führt, daß die Kostenentlastung, die etwa bei Rheinbraun durch den seit August 1992 erfolgten Abbau des Belegschaftsstandes von 15 400 um 2 800 entsprechend 18 % auf jetzt 12 600 durch diese Steuerdifferenz vollständig wieder aufgezehrt würde.

- Erdgas würde im Wärmemarkt und in der Stromerzeugung ein gewaltiger Wettbewerbsvorteil eingeräumt. Allerdings wäre die Lenkungswirkung zugunsten des Erdgases angesichts der Preisbildung nach dem Anlegbarkeitsprinzip begrenzt. Die Steuer hätte nämlich die Konsequenz, daß der anlegbare Preis des Erdgases über die auf diesen Energieträger erhobene Steuer hinaus steigen würde. Der Preisaufschlag würde sich nämlich mit großer Wahrscheinlichkeit an dem höheren Steueraufschlag der wichtigsten Konkurrenzenergie des Erdgases - das ist gegenwärtig das Mineralöl - orientieren. Davon würden insbesondere die ausländischen Lieferanten profitieren, denen windfall profits zugeschwemmt würden, die vom deutschen Verbraucher aufzubringen wären.
- Die Steuer würde - angesichts des relativ hohen Kohleanteils an der deutschen Energieversorgung - auch bei europaweiter Einführung eine Sonderbelastung für den deutschen Standort darstellen. So wäre in Deutschland erzeugter Strom im Jahr 2000 mit einem doppelt so hohen Steuersatz belastet wie beispielsweise die in Frankreich überwiegend aus Kernenergie produzierte Elektrizität (Grafik 13). Dies würde eine Verlagerung industrieller Produktion aus Deutschland zusätzlich begünstigen. Ferner passen solche Sonderlasten nicht in einen verschärften Wettbewerbsrahmen in Europa, da sie ausländischen Anbietern Vorteile einräumen.
- Schließlich würde eine CO₂-basierte Steuer Stromimporte aus dem Ausland selbst dann begünstigen, wenn er dort mit sehr viel weniger umweltschonender Technik erzeugt wird als in Deutschland. Bei einer Belastung von Strom mit einer CO₂-Komponente nach Maßgabe des jeweiligen Energieträgereinsatzes wäre - auch im Falle einer EU-weit einheitlichen Steuerregelung - ein Grenzausgleich für diesen Steuerbestandteil nämlich nicht möglich. Beim Export von Strom wäre nicht ermittelbar, auf welcher Energieträgerbasis die

gehandelten Mengen erzeugt wurden. Gleiches gilt für den Import von Strom. Ein ausländischer Lieferant von Strom könnte insoweit unter Berufung auf GATT-Regeln eine Befreiung von der Steuer verlangen, da ihm nicht nachweisbar wäre, daß die Basis hierfür fehlt. Insofern könnte eine Steuer, die Strom nicht einheitlich besteuert, bewirken, daß Stromimporte beispielsweise aus Polen oder Tschechien gegenüber Strom aus mit modernster Technik ausgerüsteten deutschen Kohlenkraftwerken steuerlich begünstigt werden müßten.

Auch dieser Vorschlag hat nicht die notwendige Einstimmigkeit im EU-Ministerrat gefunden. Jetzt wird die Kommission auf ein entsprechendes Ersuchen des Ministerrates für Wirtschafts- und Finanzfragen der Europäischen Union vom 11. März 1996 im Spätherbst 1996 einen neuen Steuervorschlag vorlegen. Dabei strebt man ein Rahmenwerk auf Gemeinschaftsebene an, das den Mitgliedstaaten Flexibilität hinsichtlich der Steuerfestsetzung im einzelnen läßt.

RWE Energie und Rheinbraun beweisen mit dem in Angriff genommenen Investitionsprogramm zur Erneuerung des Braunkohlenkraftwerksparks im Rheinland, daß Selbstverpflichtungen zielführender sind als Lenkungssteuern. Durch CO₂-orientierte Steuern würde diesem Programm die wirtschaftliche Grundlage entzogen. Ferner ist die Realisierbarkeit von Garzweiler II die Voraussetzung für die volle Umsetzung der in Aussicht genommenen Maßnahmen.

Es ist zu hoffen, daß auch der neue Vorschlag der EU-Kommission nicht die erforderliche Einstimmigkeit im Ministerrat der EU findet. Der richtige Weg für wirksame Klimavorsorge, die von uns voll unterstützt wird, ist Effizienzsteigerung. Dafür brauchen wir eine Verbesserung der Investitionsbedingungen und nicht neue Steuern.

II. Braunkohle in der deutschen Energiewirtschaft

Nach Skizzierung dieses generellen energie- und umweltpolitischen Hintergrundes möchte ich nun im einzelnen auf die Rolle der Braunkohle für die deutsche Energieversorgung eingehen.

In Deutschland wurden 1995 rund 193 Mio. t Braunkohle gefördert. Die Braunkohle ist der größte heimische Energieträger. Sie deckt 12 % des Primärenergieverbrauchs der Bundesrepublik Deutschland. Mit einem Anteil von 27 % gehört sie - wie erwähnt - zu den Säulen der Stromversorgung (Grafik 14).

1. Förderung nach Revieren

Die Braunkohlenförderung konzentriert sich vor allem auf drei Regionen (Grafik 15). Dies sind das Rheinische Revier im Westen von Köln, das Lausitzer Revier im Nordosten von Dresden und das Mitteldeutsche Revier in der Umgebung der Stadt Leipzig. Daneben wird - allerdings in deutlich geringerem Umfang - bei Helmstedt in Niedersachsen sowie in Hessen und Bayern Braunkohle gewonnen. 1995 entfielen von der Gesamtförderung rund 52 % auf das Rheinland, 37 % auf die Lausitz, 9 % auf Mitteldeutschland sowie insgesamt 2 % auf Helmstedt, Hessen und Bayern.

Braunkohle wird in Deutschland grundsätzlich im Tagebau gewonnen. Deshalb ist vor der Gewinnung ein Abräumen der als Abraum bezeichneten Deckgebirgsmassen erforderlich. Das Verhältnis von Abraum zu geförderter Kohle ist zwischen den einzelnen Tagebauen unterschiedlich. Insgesamt wurden 1995 im deutschen Braunkohlenbergbau 963 Mio. m³ Abraum bewegt. Daraus ergab sich im Durchschnitt ein Leistungsverhältnis von 5 : 1 zwischen Abraum und Kohle (jeweils m³ Abraum zu t Kohle).

2. Fördertechnik

Unter Einsatz effizienter Technik kann die Braunkohle subventionsfrei gefördert werden. Im Rheinland wurde mit der Weiterentwicklung der Schaufelradbaggertechnologie die Voraussetzung für die kostengünstige Massenbewegung geschaffen. Die während der letzten 20 Jahre in den Dienst gestellten Gerätegruppen haben eine Kapazität von 200 000 bzw. 240 000 m³ pro Tag. Im Lausitzer Revier hat sich aufgrund der gleichmäßigeren Ablagerung der Braunkohle die Förderbrückentechnik bevorzugt entwickelt. Die großen Förderbrücken besitzen eine Tagesleistung von bis zu 450 000 m³. In Mitteldeutschland hat sich - wie im Rheinland - die Bandanlagentechnik durchgesetzt, die aus der Förderkombination Bagger - Bandanlagen -

Absetzer besteht. In jüngerer Zeit kommt im Mitteldeutschen Revier in begrenztem Umfang zusätzlich mobile Fördertechnik - bestehend aus Surface-Miner und Truck - zum Einsatz.

3. Umwelt- und Sozialverträglichkeit der Gewinnung

Der Abbau der Braunkohle im Tagebau erfordert die vorübergehende Landinanspruchnahme und die Absenkung des Grundwasserspiegels. Innerhalb der Abbaugrenzen liegende Ortschaften müssen umgesiedelt werden. Den damit verbundenen Auswirkungen wird durch Rekultivierung, durch wasserwirtschaftliche Ausgleichsmaßnahmen und durch eine sozialverträgliche Gestaltung der Umsiedlung begegnet. Dies stellt sich beispielsweise im Rheinland, dem größten deutschen Braunkohlenrevier, wie folgt dar:

Dort wurden bisher 26 000 Hektar durch den Bergbau in Anspruch genommen. Davon wurden bereits zwei Drittel rekultiviert - in etwa je zur Hälfte landwirtschaftlich und forstlich. Ein Drittel dient als Betriebsfläche. Die Geländeoberfläche wird im Rahmen der Wiedernutzbarmachung vielfach wesentlich abwechslungsreicher gestaltet, als dies vor der Inanspruchnahme der Fall war. Rund 245 Hektar der rekultivierten Gebiete im Rheinland werden bereits als Landschafts- und Naturschutzgebiete ausgewiesen.

Das zur Trockenhaltung der Tagebaue aus Brunnen und Wasserhaltungen abgepumpte sogenannte Sumpfungswasser wird zu großen Teilen mit noch steigender Tendenz für die Trink- und Brauchwasserversorgung genutzt. Zum Erhalt schützenswerter Feuchtgebiete wird aufbereitetes Sumpfungswasser versickert. Künftig nimmt der Anteil der Ausgleichswassermengen zur Erhaltung von Feuchtgebieten und Gewässern stark zu. So wird die Nutzung im Rheinischen Revier künftig im Durchschnitt bei über 80 % liegen.

Seit 1948 siedelten im Rheinischen Braunkohlenrevier rund 32 000 Menschen aus ca. 45 Orten und ca. 50 Weilern bzw. Einzelanwesen um. Die dabei praktizierte gemeinsame Umsiedlung, eine zentrale Voraussetzung für die sozialverträgliche Gestaltung, ermöglicht den Erhalt der Dorfgemeinschaft und der sozialen Kontakte. Aufgrund von Vorschlägen der betroffenen Bürger wird der mehrheitlich gewünschte Umsiedlungsstandort von der zuständigen Gemeinde geplant und erschlossen. Im gesamten Verfahren besteht ein umfangreiches Angebot zur In-

formation, Beratung und Beteiligung der Bürger in allen Fragen der Standortfindung, -planung und -erschließung. Die Entschädigungspraxis des Bergbauunternehmens ist darauf gerichtet, den Lebensstandard der Umsiedler zu erhalten. Damit wird jedem an der gemeinsamen Umsiedlung beteiligten Eigentümer grundsätzlich der Neubau am neuen Standort ermöglicht. Für die Umsiedlung der Mieter wird in jedem Ort ein spezielles Handlungskonzept erarbeitet. Auch bei der Umsiedlung gewerblicher und landwirtschaftlicher Betriebe gilt der Grundsatz, daß die Existenz aller betroffenen Betriebe im bisherigen Umfang auf Wunsch erhalten bleiben soll.

4. Verstromung als Haupteinsatzbereich

Angesichts des im Vergleich zu anderen Energieträgern geringeren Energiegehalts ist ein Transport von Rohbraunkohle über größere Entfernungen nicht wirtschaftlich. Vielmehr wird der überwiegende Teil der Rohbraunkohle - 1995 waren es rund 85 % - zur Strom- und Wärmeerzeugung in Kraftwerken genutzt (Grafik 16). Die Braunkohlenkraftwerke werden grundsätzlich in der Grundlast gefahren. Durch den Verbund von Tagebau und Kraftwerk im Band- bzw. Zugbetrieb bieten die Anlagen auf Braunkohlenbasis ein Höchstmaß an Versorgungssicherheit.

5. Wandel der Produktpalette

Der neben den Kraftwerken wichtigste Einsatzbereich für die Rohbraunkohle sind die Veredlungsbetriebe. Dort erfolgt die Herstellung von Braunkohlenprodukten, wie Briketts, Staub, Wirbelschichtkohle, Trockenkohle und Koks. Im Jahr 1995 stellte sich die Erzeugung nach Produkten wie folgt dar:

Brikett:	5,0 Mio. t
Staub:	2,7 Mio. t
Trockenkohle:	0,6 Mio. t
Wirbelschichtkohle:	0,5 Mio. t
Koks:	0,2 Mio. t

In den letzten Jahren hat der Braunkohlenbergbau erheblichen Aufwand betrieben, um umweltgerechte, in der Anwendung komfortable Produkte - wie den vor allem in der Zementindustrie genutzten Braunkohlenstaub und Wirbelschichtkohle für Anlagen mit zirkulierender Wirbelschichtfeuerung - mit den dazugehörigen Techniken des Transports und des Einsatzes zu entwickeln. Der Braunkohlenkoks hat angesichts seiner hervorragenden Filtereigenschaften in Müllverbrennungs- und Abwasserreinigungsanlagen Anwendung als Adsorptionsmittel für Schadstoffe gefunden. Damit konnte eine Verlagerung vom traditionellen Hausbrandprodukt Brikett in Richtung zukunftssträchtiger Erzeugnisse für die Industrie erreicht werden.

III. Perspektiven der Braunkohle auf dem Energiemarkt bis 2020

Der gesamte Primärenergieverbrauch in Deutschland bleibt laut der Ende 1995 der Bundesregierung vorgelegten PROGNOSE-Studie bis zum Jahr 2020 konstant. Allerdings werden ein noch steigender Stromverbrauch (+ 0,7 %/Jahr) und eine wachsende Stromerzeugung (+ 0,6 %/Jahr) in Deutschland prognostiziert (Grafik 17). Es wird erwartet, daß der Einsatz der Braunkohle in Kraftwerken künftig weitgehend stabil bleibt. Dies gilt für Westdeutschland ebenso wie für Ostdeutschland. Um dies zu gewährleisten, ist im Rheinischen Revier die Inanspruchnahme des Anschlußtagebaus Garzweiler II als Ersatz für den ab 2006 allmählich auslaufenden Tagebau Garzweiler I zwingend erforderlich (Grafik 18). Der Verfahrensstand bei diesem Projekt, um dessen zügigen Fortgang wir uns aktiv bemühen, stellt sich wie folgt dar:

Am 31. August 1995 wurde der Rahmenbetriebsplan für das gesamte im Braunkohlenplan Garzweiler II landesplanerisch genehmigte Feld bei der zuständigen Bergbehörde eingereicht. Nach Vorprüfung hat das Bergamt den Betriebsplan Ende 1995 den am Zulassungsverfahren zu beteiligenden Stellen und Behörden mit der Bitte um Stellungnahme zugesandt. Seit April 1996 werden die eingegangenen Stellungnahmen vom Bergamt ausgewertet. Rheinbraun ist zuversichtlich, daß der Rahmenbetriebsplan spätestens Anfang 1998 zugelassen werden kann.

Der von Rheinbraun im Dezember 1995 eingereichte Antrag zur wasserrechtlichen Erlaubnis für die zum Betrieb von Garzweiler II bereits vorlaufend erforderliche Grundwasserabsenkung wurde vom Landesoberbergamt vorgeprüft und im Juni 1996 an die zu beteiligenden Stellen versandt. Die Herstellung des Einvernehmens zwischen dem Landesoberbergamt und den obe-

ren Wasserbehörden als zeitbestimmender Verfahrensschritt muß zügig erfolgen, da die Erteilung der wasserrechtlichen Erlaubnis ebenfalls in 1998 erforderlich ist.

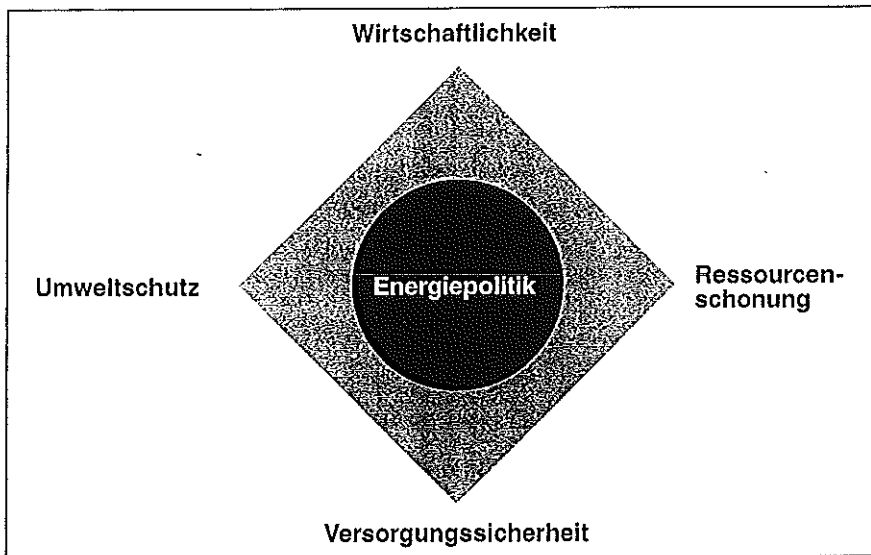
Mit dem im Frühjahr 1996 gefaßten Beschluß des Jüchener Rates, die Bauleitplanung für die Umsiedlungsstandorte einzuleiten, wurde ein wichtiger Schritt für den Aufschluß von Garzweiler II und gleichzeitig für die Teilnahme der Bürger von Otzenrath, Spenrath und Holz an der gemeinsamen Umsiedlung getan. Bis Mitte 1998 kann mit der Aufstellung rechtskräftiger Bebauungspläne gerechnet werden.

Aus dem politischen Raum ist in jüngster Zeit zudem die Überlegung in die Diskussion gebracht worden, die o. g. Verfahren generell zu beschleunigen. Rheinbraun begrüßt diese Überlegungen. Ihre Umsetzung kann die Voraussetzungen für eine zeitgerechte Realisierung von Garzweiler II weiter verbessern.

Zusätzliches Verzögerungspotential liegt allerdings in den anhängigen Klagen gegen den Braunkohlenplan. Auch wenn aus Sicht von Rheinbraun diese Klagen unbegründet sind, ist aufgrund von Festlegungen in der Koalitionsvereinbarung nicht auszuschließen, daß hierdurch eine zeitgerechte Abwicklung der Genehmigungsverfahren gefährdet ist.

Insofern bleibt es für RWE Energie und Rheinbraun erforderlich, ihre Investitionsentscheidungen auch weiterhin an den konkreten Fortschritten im Genehmigungsverfahren zu orientieren.

Ziele der Energiepolitik

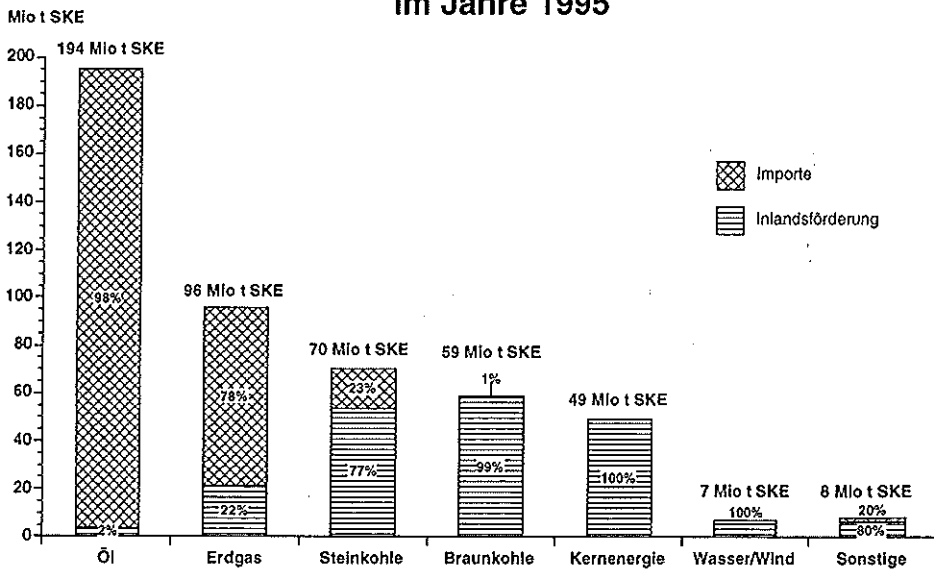


GA 1/1 GZ-D6/0281

Grafik 1

RHEINBRAUN

Energie-Importabhängigkeit der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 1995



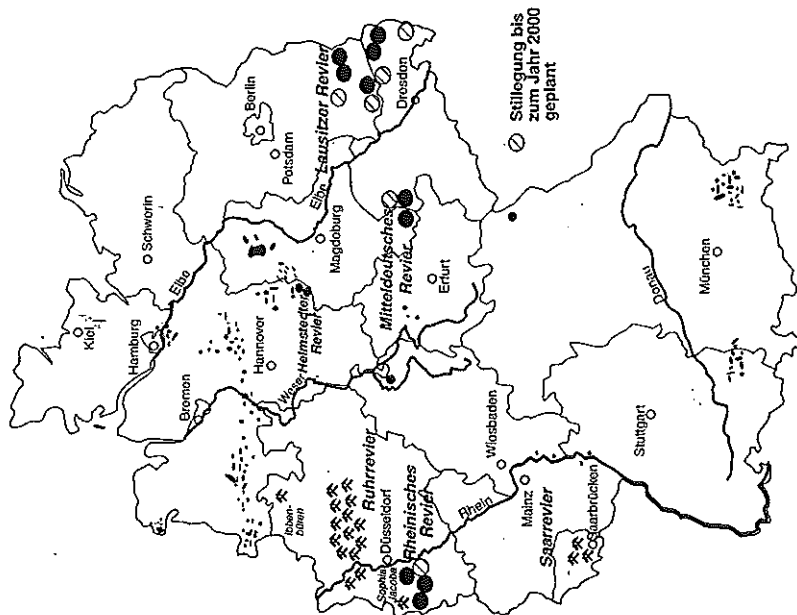
Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen 6/96

GA 1/1 GZ-D6/1026 - S 21

RHEINBRAUN

Grafik 2

Schwerpunkte der Energiegewinnung in der Bundesrepublik Deutschland

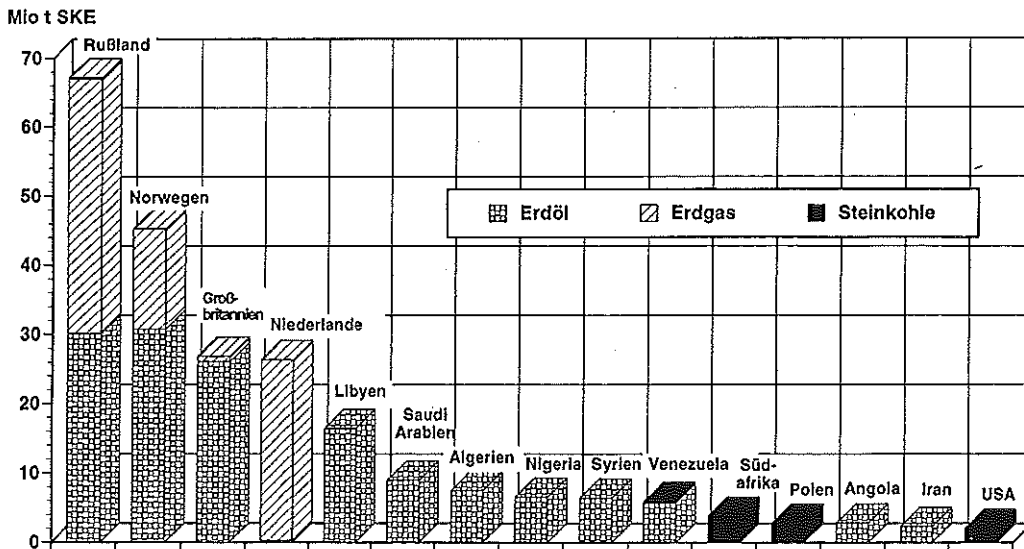


RHEINBRAUN

Grafik 3

GA 1/1 GZ-D40908 - S 3

Die wichtigsten Energie-Rohstofflieferanten der Bundesrepublik Deutschland 1995

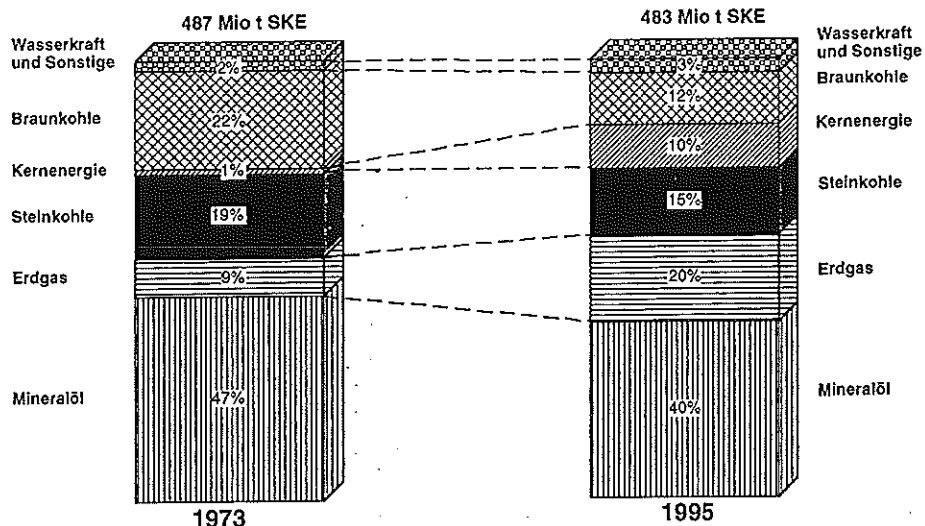


Quelle: H.-W. Schiffer, Deutscher Energiemarkt '95, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 3/95
GA 1/1 GZ-D6/0060

RHEINBRAUN

Grafik 4
376

Primärenergieverbrauch in Deutschland nach Energieträgern 1973 bis 1995

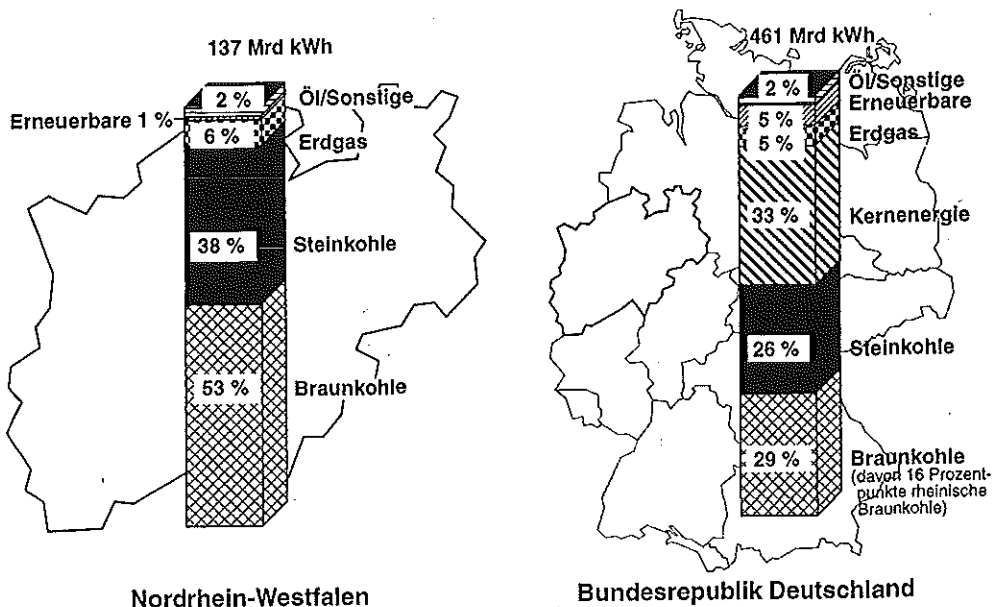


Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen 6/96
GA 1/1 GZ-D5/0382

Grafik 5

RHEINBRAUN

Brutto-Stromerzeugung der öffentlichen Versorgung 1995



GA 1/1 GZ-D5/0710a - S 21

Grafik 6

RHEINBRAUN

Künftige Entwicklung des Energieeinsatzes zur Stromerzeugung in Deutschland

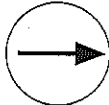
Kernenergie



Deutsche Steinkohle



Braunkohle



Importsteinkohle



Erdgas



Erneuerbare Energien



Öl

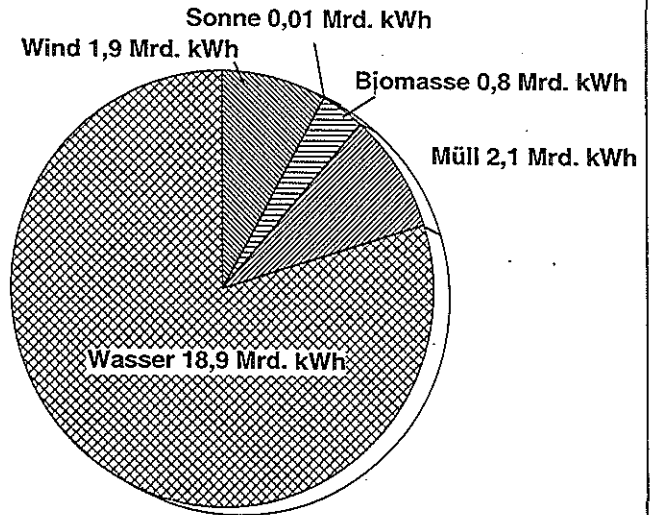


GA 1/1 GZ-D6/1382 - S21

Grafik 8



Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland 1995 (öffentliche Versorgung einschließlich Einspeisung aus Anlagen Dritter)

23,7 Mrd. kWh $\hat{=}$ 5,2 %*

* Gesamter Stromverbrauch aus dem Netz der öffentlichen Versorgung einschließlich Netzverluste:
455,8 Mrd kWh

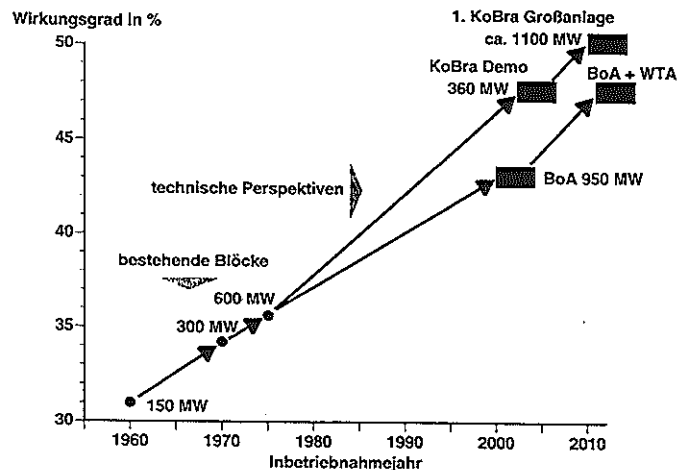
Quelle: VDEW - 3/1996

GA 1/1 GZ: D5/0603

Grafik 7



Moderne Technik für die Braunkohle- verstromung im rheinischen Revier



Kraftwerks-Erneuerungsprogramm:

Zug um Zug Erneuerung des Braunkohlekraftwerksparks
mit jeweils modernster verfügbarer Technik

Reduzierung der
spez. CO₂-Emission um 27 %

GA 1/1 GZ-D6/0548 - BV 1 - 1.6.2



Grafik 10

Technische Potentiale rationeller Energienutzung in Westdeutschland

Raumwärme

Raumwärme für Gebäudebestand:	70 bis 90%
Raumwärme bei Neubauten:	70 bis 80%

Elektrogeräte

Kühlschränke:	60%
Gefriergeräte:	60 bis 70%
Waschmaschinen:	30 bis 40%
Trockner:	50%

Fahrzeuge

PKW:	50 bis 60%
Flugzeuge:	50 bis 60%

Industrie

Grundstoff- und Investitionsgüterindustrie:	15 bis 20%
Verbrauchsgüterindustrie:	40 bis 45%

Kondensationskraftwerke

(fossil gefeuert)	
Bestand:	0 bis 3%
Neue GuD-Anlagen und andere Konzepte:	20 bis 30%

Quelle: Deutscher Bundestag, Drucksache 11/8030, S. 471

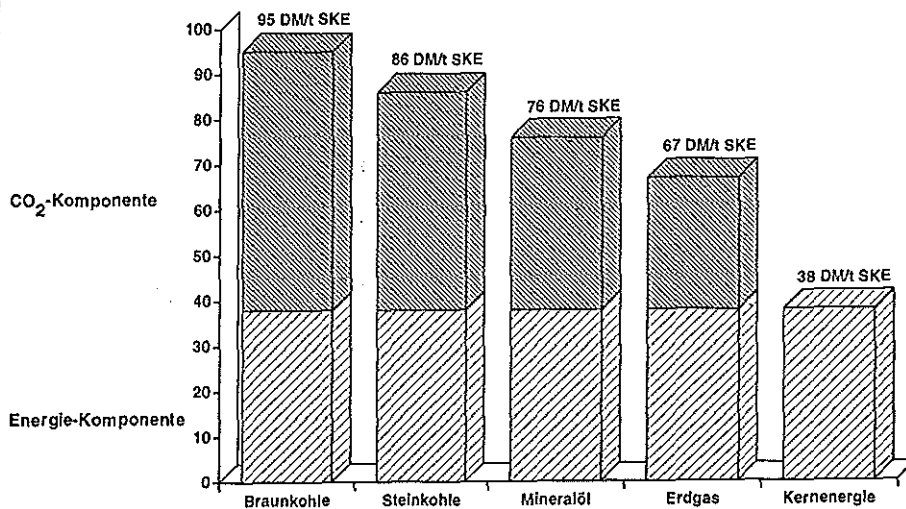
GA 1/1 GZ-D5/1057 - S 3



Grafik 9

Zielsteuersätze für das Jahr 2000

- nach dem Vorschlag der Europäischen Kommission zur CO₂-/Energiesteuer -



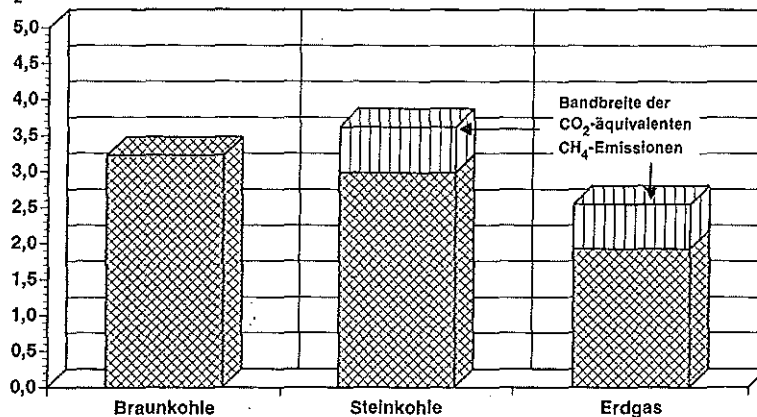
GA 1/1 GZ-DS/0997

Grafik 11

RHEINBRAUN

Äquivalente CO₂-Emissionen

t CO₂-Äquivalent je t SKE



Annahmen bei der Methan-Emission:

deutsche Braunkohle: 15 l/t
deutsche Steinkohle: 19 m³/t
Erdgasverluste: 2 %

CO₂-Äquivalenzfaktor:

GWP 20-100 Jahre
(indirekte Effekte = direkte Effekte)
Bandbreite: 8 - 25,5 (molar)

(nach IPCC, 1992)

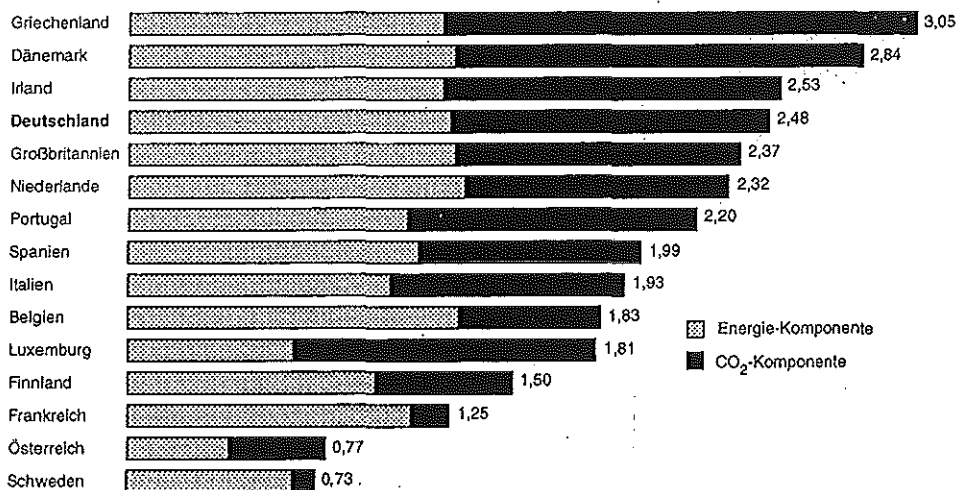
GA 1/1 GZ-D4/0402

Grafik 12

RHEINBRAUN

CO₂-/Energiesteuermodell der Europäischen Kommission von Mai 1995

Erhöhung der Stromerzeugungskosten in Pfennig pro Kilowattstunde im Jahr 2000



Berechnungsgrundlage: Stromerzeugung und Brennstoffeinsatz in Kraftwerken 1992 nach IEA-Statistik, einschließlich sonstige feste Brennstoffe, aber ohne Berücksichtigung der Wasserkraft. Wechselkurs: 1,87 DM/ECU (Ø Jan. - Sept. 1995)

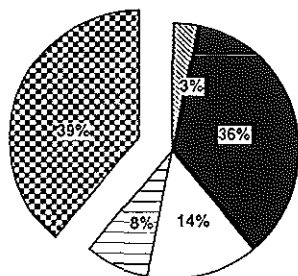
GA 1/1 GZ- DS/0546

Grafik 13

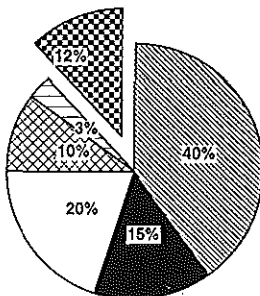
RHEINBRAUN

Die Stellung der Braunkohle in der Energiewirtschaft Deutschlands 1995

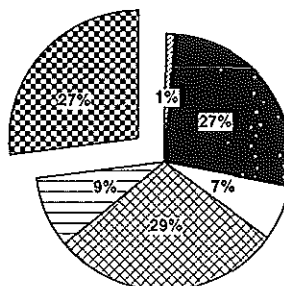
Primärenergiegewinnung
151 Mio t SKE



Primärenergieverbrauch
483 Mio t SKE



Brutto-Strombedarf
537 Mrd kWh



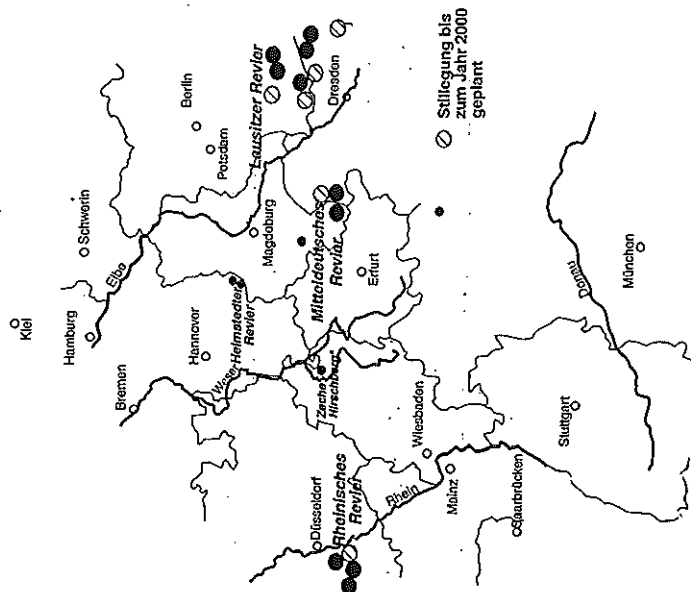
Mineralöl Braunkohle Steinkohle Erdgas Kernenergie Wasser/Sonstige

GA 1/1 GZ- DS/1178 - S 21

Grafik 14

RHEINBRAUN

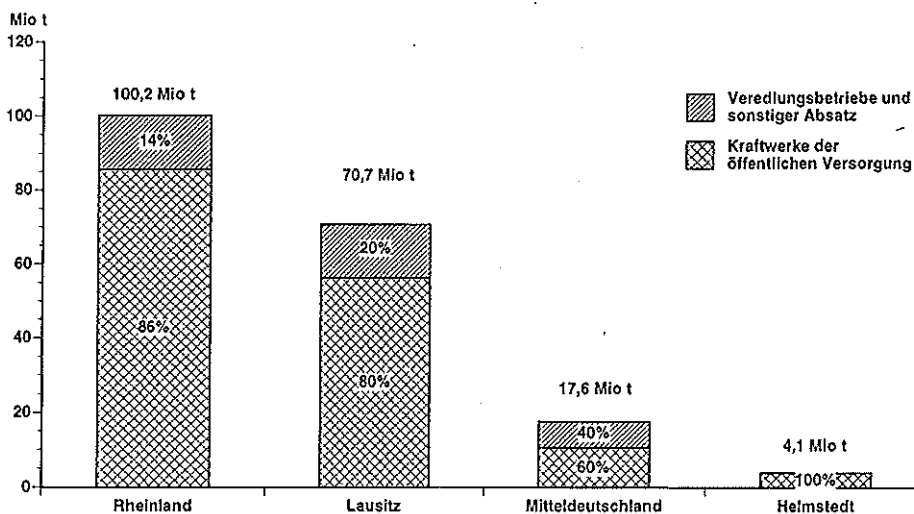
Braunkohlentagebaue in der Bundesrepublik Deutschland



RHEINBRAUN

Grafik 15

Verwendung der 1995 geförderten Braunkohle nach den wichtigsten Revieren

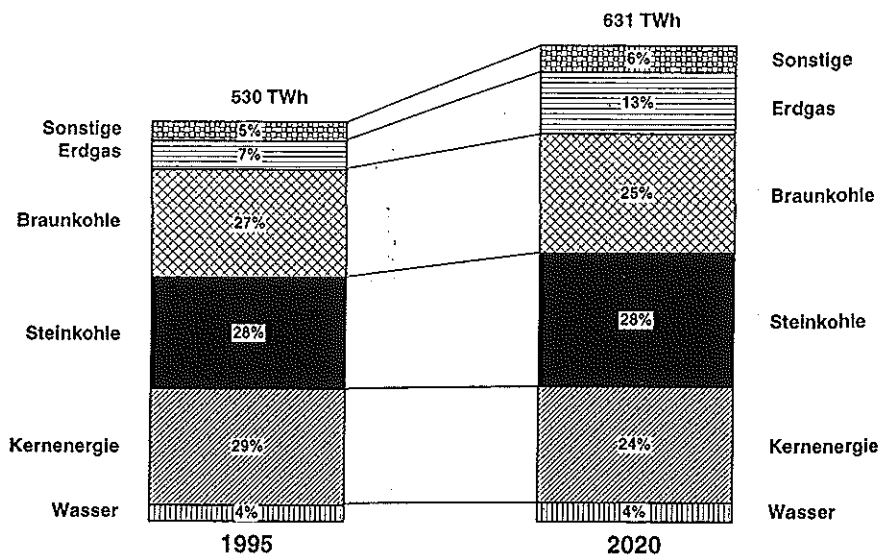


GA 1/1 GZ-D6/1177-S 21

RHEINBRAUN

Grafik 16

Stromerzeugung im Jahr 2020 nach PROGNOSE

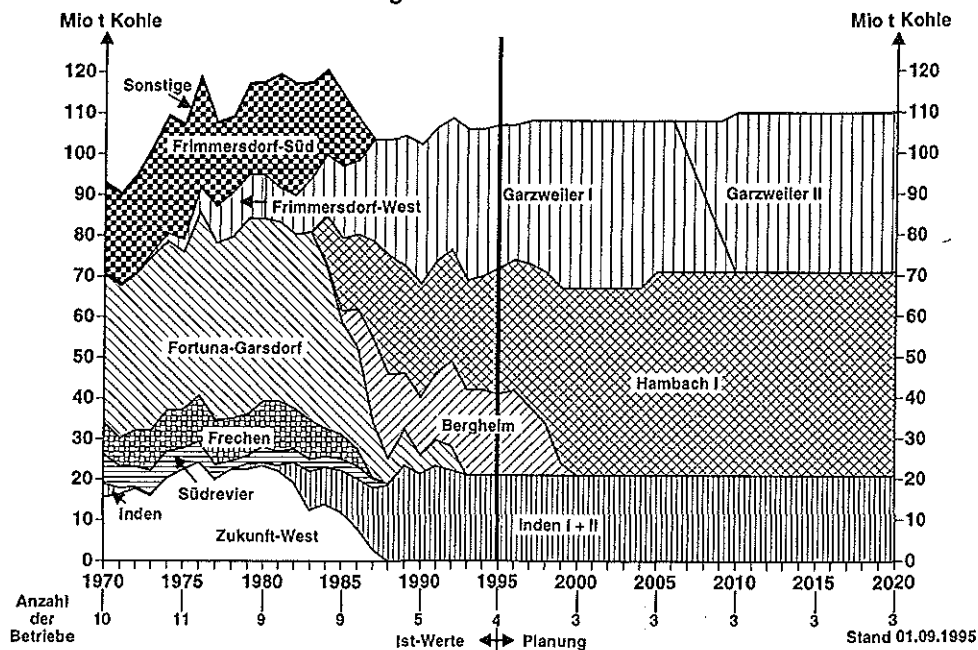


GA 1/1 GZ-DS/1739

Grafik 17

RHEINBRAUN

Kohlenförderung im Rheinischen Braunkohlenrevier



GA 1/1 GZ-D6/1417 - S21

Grafik 18

RHEINBRAUN

Modelling Economics of Renewable Energy Systems

Wolfgang Pfaffenberger

Carl v. Ossietzky

Universität Oldenburg

Institut für Volkswirtschaftslehre

26111 Oldenburg

1 Introduction

Due to their flow characteristics some renewable energies (RE) have to be distinguished from traditional sources of energy. This has consequences for the economic value of RE as compared to other sources. Different types of models have been designed as tools of analysis for the economic effects of the use of energy: on the one hand energy can be considered a limiting factor for economic development, on the other hand the interactions between the use of energy - particularly fossil fuels - and the natural environment puts restrictions on the use of those fuels that also have to be taken into account when trying to balance the economic effects of energy demand and supply. This paper will give a short survey about the methods of analysing the contributions of RE to energy systems.

2 Properties of RE Systems

We can distinguish energy sources by the way they can be integrated into the time pattern of energy demand. Consumers of energy demand energy services derived from some source of energy usually being transformed into the service desired with the help of some special energy transformers (heaters, dryers, pumps, motors etc.). These services are integrated into the life patterns of the energy user and this in turn determines how dependent they are on time.

In general we can distinguish energy services which are

- highly time dependent (e.g. electric light) from those where
- the time of service is only of minor importance as long as the quantity demanded is available within a certain period (e.g. water pumping for irrigation).

Most energy services derived from electricity (light, mechanical power, heat) are of the first nature. Whether time will be a critical factor in general depends on the possibility of storing the

service derived from the use of energy so that the time of production can be decoupled from the time of consumption of this service.

The flow of RE sources is determined by natural factors which are independent of the services for which we require it (day and night cycle, seasonal factors, climatic factors etc.). If RE flows can be stored at reasonable cost the decoupling could take place by storing the RE sources rather than storing the energy service derived. These considerations lead to the following system of RE:

RE flow	can be stored	cannot be stored
Energy service		
can be stored	1	2
cannot be stored	3	4

Examples for the different categories are:

1. Pre cooked meal on biogas stove, photovoltaic (PV) water pump with battery back up.
2. Pre cooked meal with solar cooker, PV battery lamp.
3. Space heating with biomass.
4. Wind converter or PV generator with grid connection.

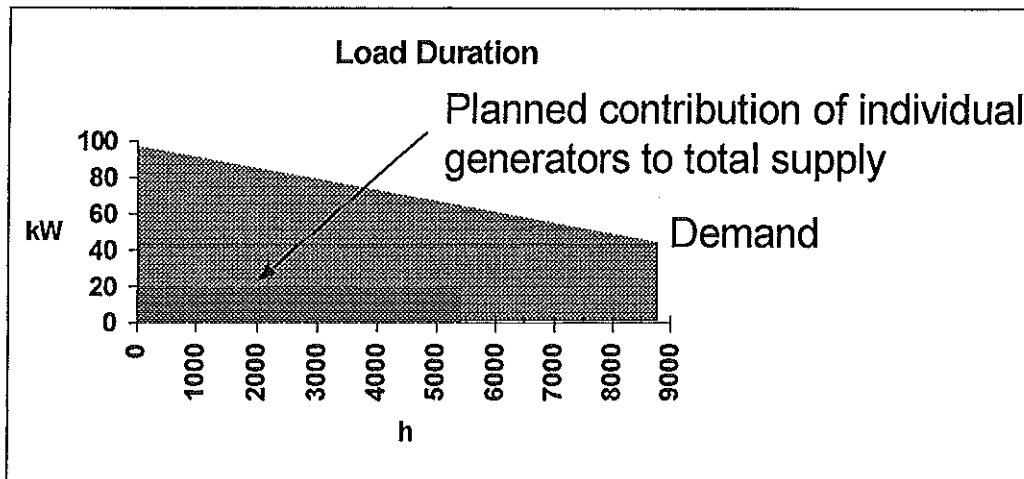
A large number of RE applications belongs to the fourth category. It has to be remembered however that the distinction between these four types is only a relative one. Whether decoupling of production and energy flow by storing energy flow or energy service is possible often is just a question of economy itself (cost of storage).

Many energy applications based on fossil fuels are what has been called capacity oriented energies.¹ Figure 1 explains the meaning of this.

Energy demands that are time sensitive can be described by a load duration curve that organises various demands according to the level of demand and its duration over time. Given this picture of demand the task of the energy planner is to fill this curve by a least cost combination of generators available. In order to do so he must be able to plan for the use of all generators on the time scale. Energy sources of such kind are called „capacity oriented energies“ because their capacity can be made available at the time required.

¹ See Grubb, M., Integration of Renewable Energy Sources, in: Jackson, T. (ed.), Renewable Energy: Prospects for Implementation, Stockholm 1993.

Figure 1: Load duration curve and supply



Whether energy sources can be commanded at the time the service is desired depends on the possibility of combining certain sources with certain services in such a way that non-storable sources can be combined with storable services and vice versa. Also an available network can act as a buffer so that storage may not even be required.

It is therefore useful to distinguish between standalone systems and network oriented systems.

2.1 Standalone systems

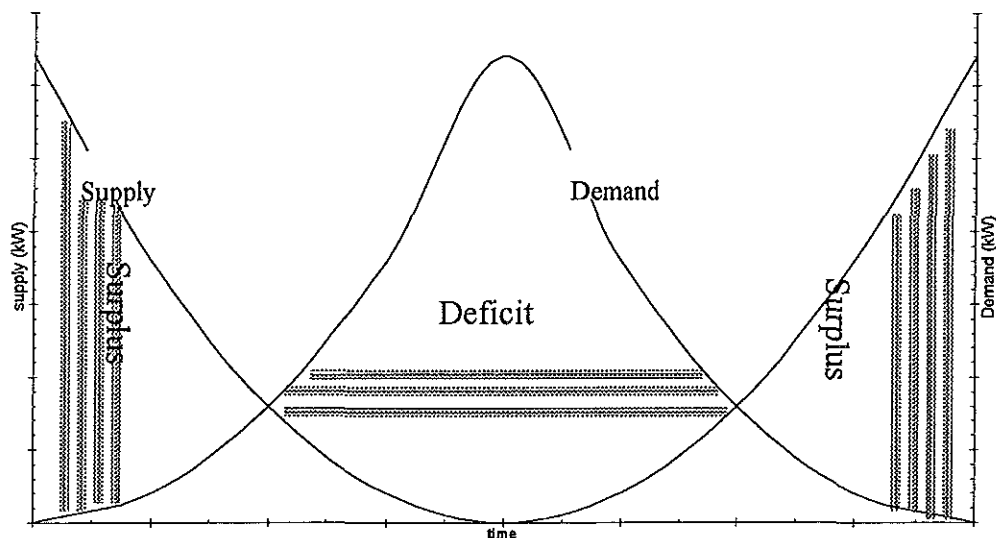
RE sources without a capacity feature in a standalone system will require a backup of some sort if the service required is time dependent. This will increase the cost of the system. So from economic reasoning it seems that RE sources of this type in standalone systems are best suitable for services where time does not play a crucial role. Examples for this are solar or wind driven pumps. Possibly these could be connected with a water tank to overcome periods of low energy flow. The system design of such a system can be considered an economic optimisation problem in itself: to use a larger tank will allow to reduce the size of the PV module because service demanded and energy flow can be decoupled in a better way.

Generally this optimisation should take place simultaneously with the technical design of such a system. In practice it is usually done in two steps.

Consider Figure 2. It shows a time dependent demand curve for an energy service and a time dependent supply curve for a RE. Both patterns are adjusted to the level of demand. If we were to supply the RE at the same level (i.e. the peak load of supply being equal to the peak load of demand), only a fraction of demand could be satisfied. On the other hand during low demand seasons we would lose the surplus generated by the RE. Storing the flow from the RE

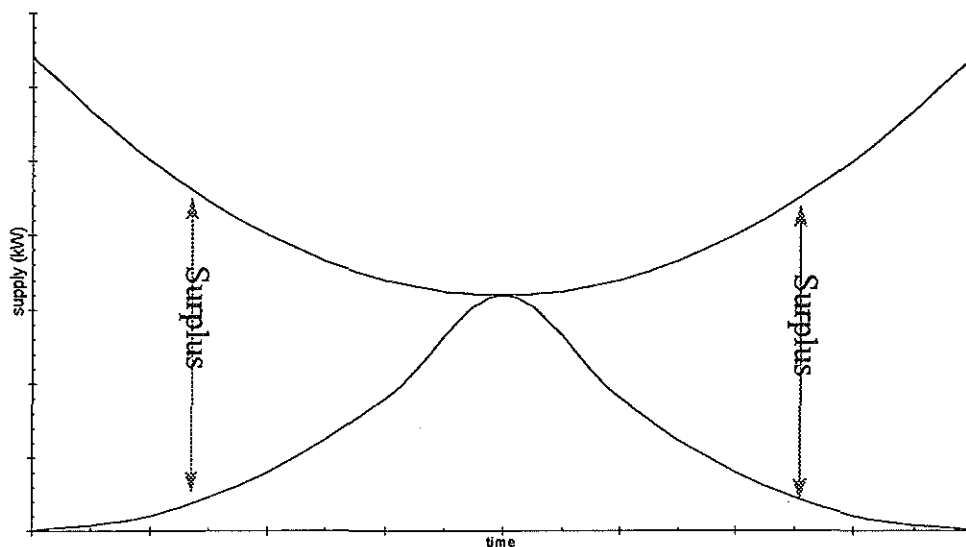
to make it available at the time of demand would solve the problem depending on the exact nature of the demand and supply curves over time.

Figure 2: Demand and supply (by season)



Alternatively the RE system could be scaled up to meet the maximum requirement of demand. This would require to design the RE system so that its minimum would coincide with the maximum of demand as sketched in Figure 3.

Figure 3: RE adjusted to demand



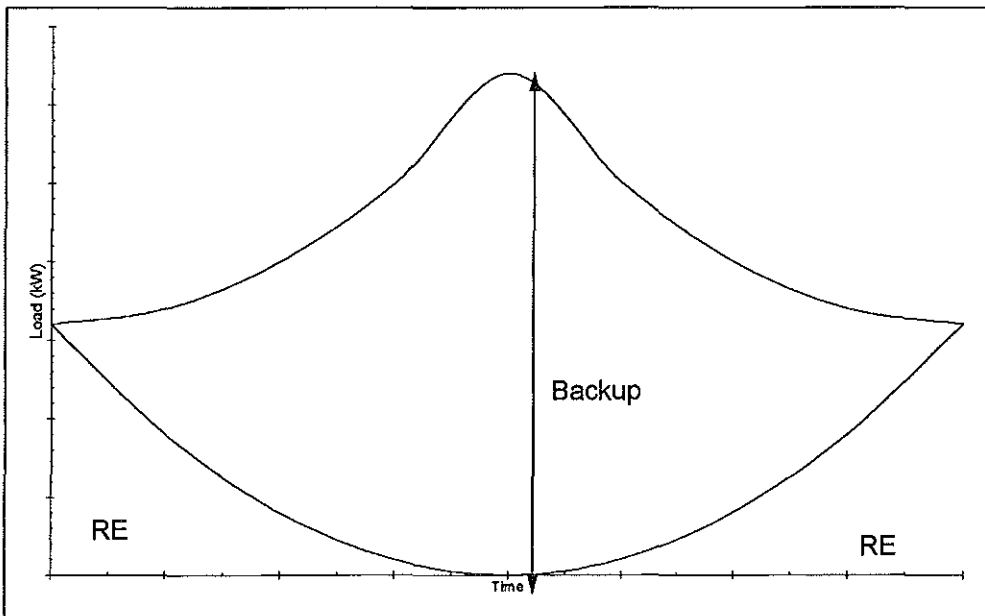
The price for satisfying demand on the basis of this RE is very high: the system has to be operated at a high overcapacity in order to be able to meet the peak load demand. In order to bring down the cost of RE generation it could also be thought of bringing in some backup systems that can take over some of the load at times when the RE source does not flow adequately. In the extreme case the capacity of the RE source would be determined by the minimum load required by the demand side so that the RE would cover only some part of the base load demand (the fraction of demand being constant over time) and the backup would be responsible for the rest (see Figure 4).

In conventional systems the backup can be minimised by using several modules so that a potential failure will be restricted to one of the modules. The general rule of thumb for the design of backup therefore says that the backup system should double the largest module. Assuming that no two modules will fail at the same time this will allow a high degree of security of supply.

Example:

4 Modules of 100 kW each. System security requires that one extra 100 kW module should be made available. The system then consists of 5 modules at 100 kW each. Of the total of 500 kW capacity in this example 20% will constitute the backup.

Figure 4: RE source and backup



In a RE standalone system, however, the backup ratio always will have to be 100% because the backup is necessary to assure the system against zero flow situations of the RE source (e.g. wind speed below technical minimum for a wind converter). Thus the backup costs for RE sources generally are very high. It might be possible to bring them down by integrating some kind of storage in the system (battery, tank etc.) so that demand and supply can be decoupled.

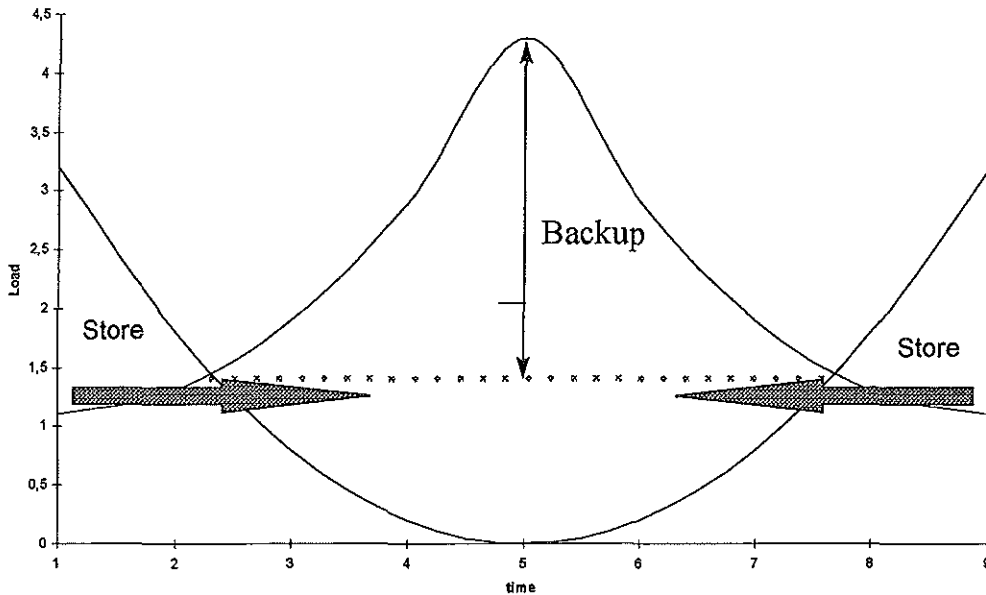
The combination of RE, storage and backup is shown in Figure 5. This will allow for the backup to become smaller as the store can itself be used as a backup and at the time a larger proportion of the demand can be met by the RE source. The optimum design of RE generator, store and backup again has to be found out by integrating technical and economic optimisation.

Until now we have treated RE sources as displaying a characteristic but fairly reliable time pattern. This is the case with some RE sources like especially hydropower. Other sources often show a marked seasonal pattern in general but a highly unstable behaviour over time on a day to day or even hour to hour basis. Such sources of which wind energy is the prototype always will need to be backed up if demand is at all time sensitive. Economic instinct tells us that in such a case it is always best to follow the design of Figure 4 (capacity of RE at minimum demand of the system). In this case no energy produced by the RE will be lost. If the contribution of the RE is to be increased, the capacity of the RE has to be increased, but this extra capacity will be used less than the capacity already installed because some of the energy cannot be used. Thus the cost of one kWh supplied by the RE will be higher the more we increase its contribution. If we finally reach the point of Figure 3, where the demand and supply curve just touch, the last kWh produced will cost as much as the increase in capacity required for this increase. (Assuming that demand and supply curves touch for the duration of one hour this increase will cost as much as an extra kW of capacity of the RE).

The capacity of the backup system is, however, independent of the capacity of the RE because it is necessary anyway. Thus the cost of the backup to be compared with an increase in the contribution of the RE source can be considered as a constant: it is mainly determined by the input of conventional energy into the backup system. This input can be considered to be proportional to the output of the backup. The optimum contribution of the RE is found by expanding the RE capacity until the extra (or marginal) cost caused by this expansion is equal to the extra cost of one unit of backup. In Figure 6 the optimum capacity of the RE can be seen at the point of intersection of the marginal cost curve for the RE and the backup system.

If a storage is being considered the problem becomes more complex because the size of all units depends on the contribution of the RE and the time pattern of the RE source and the demand curve.

Figure 5: RE source, backup and storage.



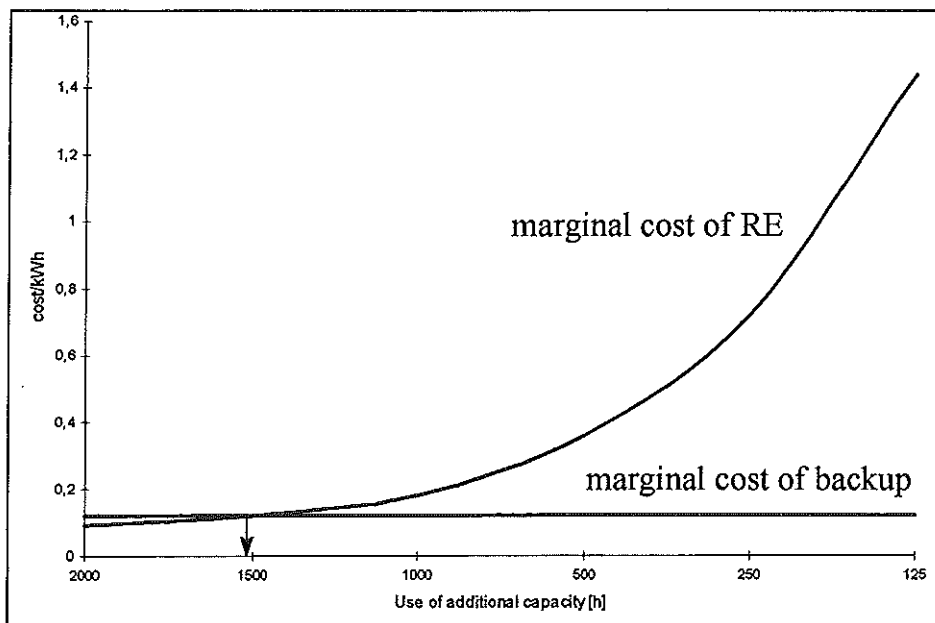
Let us begin with a situation where the total demand is being satisfied by a conventional source of energy (CE). This conventional source is installed in several units and with a certain overcapacity so that the failure of one module can be compensated. Bringing in RE alone does not change the fixed cost (mainly caused by the investment) of the backup but changes the amount of energy required to run the system. Bringing in an extra storage that allows us to fully utilise the RE flows above base load demand will cause extra storage cost but on the other hand will reduce the necessary capacity of the CE because the storage can take over some of the system security function of the CE.

Introduction of the RE above base load then will lead to the following cost changes:

- **Increased capacity cost of RE.** Assuming the additional flow of RE can be utilised fully by storing any excess production, the extra cost will be the same as the average cost of one unit RE, in other word the unit cost of RE will be constant.
- **Additional cost of storage** proportional to additional capacity of RE
- **Reduced capacity cost of CE and reduced energy cost of RE**

In general we have to assume that the base load cost of the RE per unit is lower than the energy cost of the CE. If this is not the case it would not even be economical to use the RE within the base load and the RE will not be used at all.

Figure 6: Cost of RE versus cost of backup



Whether it pays to increase the capacity of the RE beyond the base load limit then depends on the relative cost of conventional capacity of the CE and the storage on the one hand and the quantitative relationship between the additional storage introduced and the conventional capacity saved on the other hand.

In reality continuous variation of capacity and storage is usually impossible because of indivisibility so that there may be a „yes“ / „no“ answer to the expansion of the RE.

2.2 Network orientation

What happens to the backup problem when RE sources feed the energy they produce into a grid? We assume that in the grid demand and supply are balanced originally. When the renewable source is now made available additionally whenever it flows some of the conventional generators will have to be reduced. In this way they will automatically serve the backup function for the RE source. What will happen to the system cost?

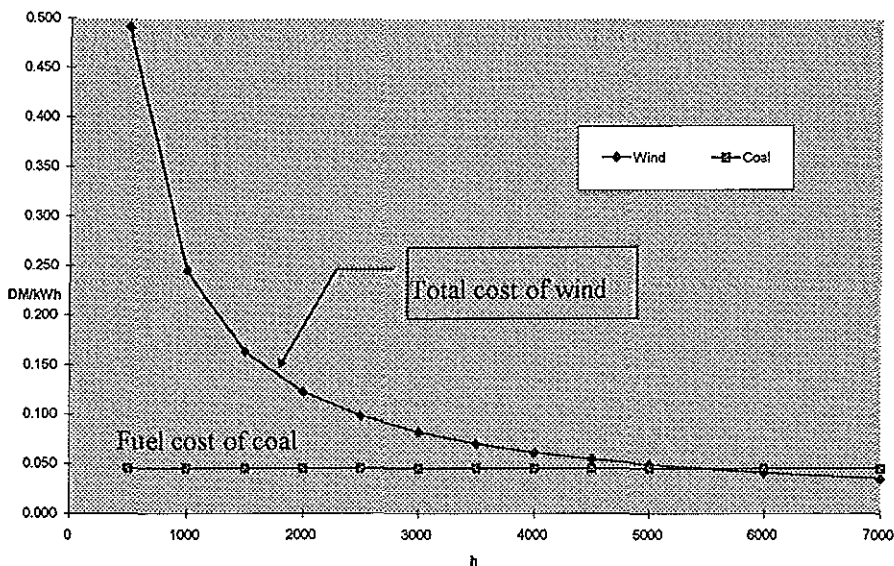
System cost before RE is made available consists of capital cost, fuel cost and operation and maintenance cost of all generators. If RE sources are added to the system the system cost will be increased by the capital cost and the O&M cost of the RE generator. On the other hand some of the fuel cost of the conventional generators will be reduced.

Cost with integration of RE
 System cost of conventional system
 + capital cost of RE system
 + O&M cost of RE system
 - fuel cost of conventional energy substituted

Whether this balance will be positive or negative depends on the quantity of energy substituted by RE and its fuel cost as well as the capital and O&M cost of the RE itself. In general we can expect that this balance will be negative at present fuel prices.

Figure 7 shows this balance for wind energy assuming that this will substitute electricity generated from coal.² The point of intersection of fuel cost and the cost of the wind converter is at 5500h use of the wind generator.

Figure 7: Cost of wind versus coal



² For wind we assume the parameters for a 500kW converter as described by Kaltschmitt and Wiese, 1995. The coal price is assumed to be 66 \$/tce and the fuel cost contains 0.01 \$ for cleaning the flue gas. The degree of efficiency of the thermal power plant is assumed to be 35% (net). Decision making on improving the environmental performance of electricity production should take into account the trade off between improving the efficiency of conventional power, better cleaning technologies for these generators and the use of renewables. This requires a more complex approach that is mentioned in section 3.2.

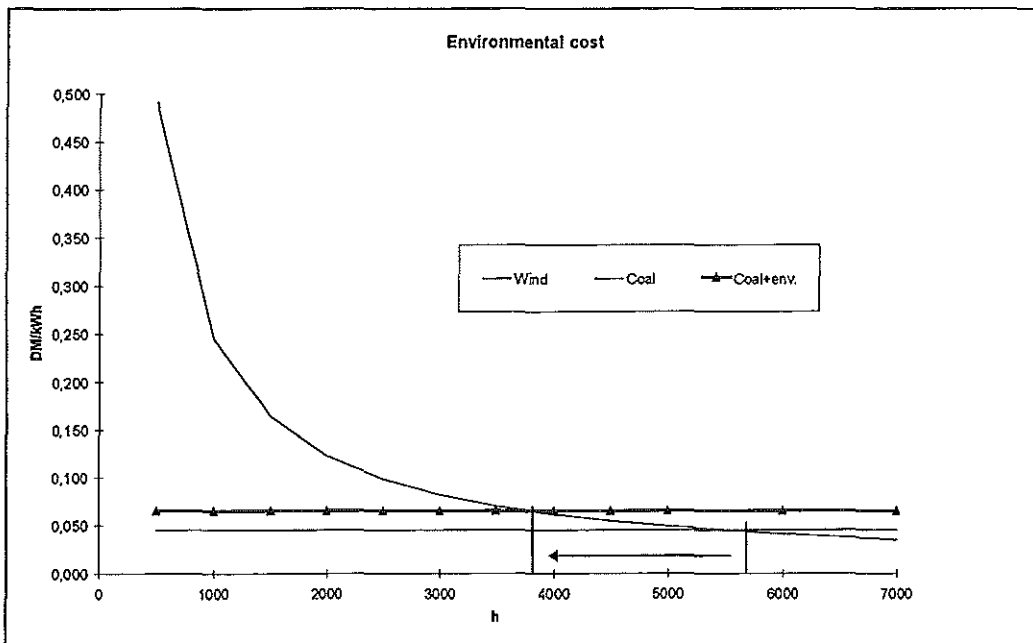
2.3 Environmental cost

It is a well known fact that environmental damages from the use of conventional sources of energy should be included in a proper economic evaluation of the costs and benefits of energy systems.

Figure 8 shows the introduction of environmental cost to the conventional source. It will raise the cost line of the conventional curve and thus the point of intersection will move to the left. Empirical evidence on cost of environmental damage is difficult to establish because of the difficulty of attributing damage to a specific source, the time problem (environmental emissions to some extent produce damage over a long time so that there is a stock effect) and the problem of valuing factors for which there are no market prices. All such factors are difficult to measure. Many countries now discuss the introduction of environmental taxation in order to bring such cost elements into relevant decision making. Prices always mirror quantities. A price for the environment thus expresses that it is not available in unlimited amounts. Setting a price for the environment in other words implies limiting quantitative use of environmental factors. We will see later on how energy models incorporate this idea.

The same effect will also be brought about by a cost reduction in the capital cost of the RE source. This latter point is very important for the design of systems of subsidy for RE sources. Any system of promoting RE should give incentives to reduce the cost of production for the capital equipment required.

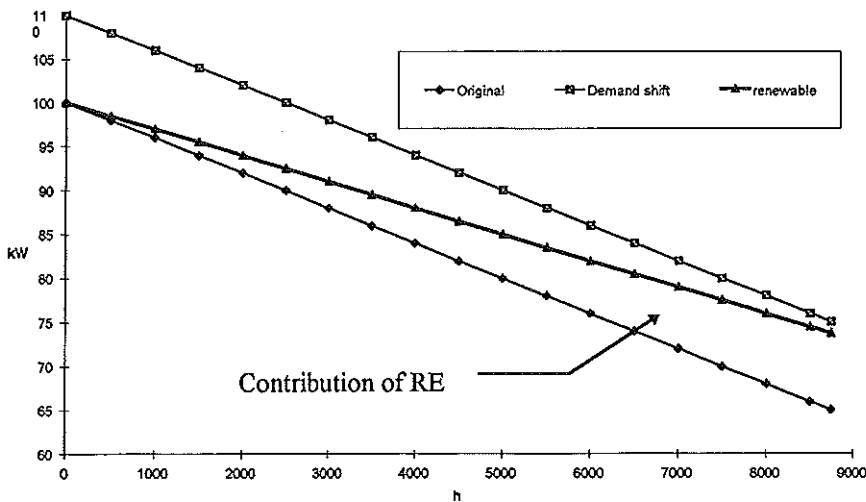
Figure 8: Cost of wind energy with environmental cost of conventional fuel



2.4 Capacity contribution of RE generators

Let us now assume that there is a growth of demand in the electricity network. In general this requires that the capacity in the network be increased. Could we expect that the RE generators could take over some part of this capacity expansion? In figure 7 a possible case of demand shift is shown. The increase of demand leads to an increase of the peak load in the system. This additional load will have to be supplied 100% by additional plants. However, some of the additional energy demanded can be supplied by the RE source. The load duration curve is shifted upward on the capacity axis representing the increase in peak load. Some energy is being produced by the RE source. This is indicated by the area between the curves. The cost situation in this case is as shown above.

Figure 9: Load duration with demand shift



The next diagram shows a different situation: The additional load can be supplied 100% by the RE source. In addition it will be able to reduce some of the additional energy demanded.

In this case the cost balance will be more favourable:

Capacity credit of RE

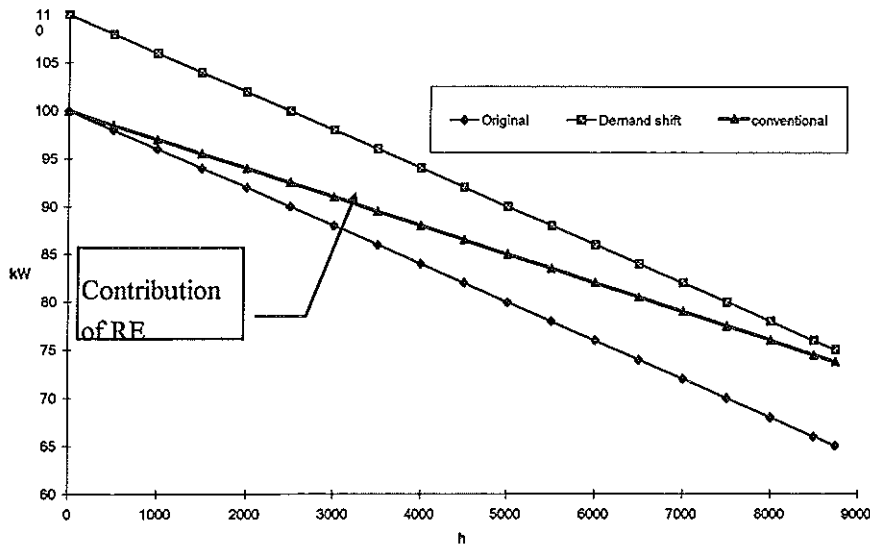
capital cost of RE system

+ O&M cost of RE system

- capital cost of additional conventional capacity substituted

- conventional energy substituted

Figure 10: Load duration with demand shift and capacity credit for RE



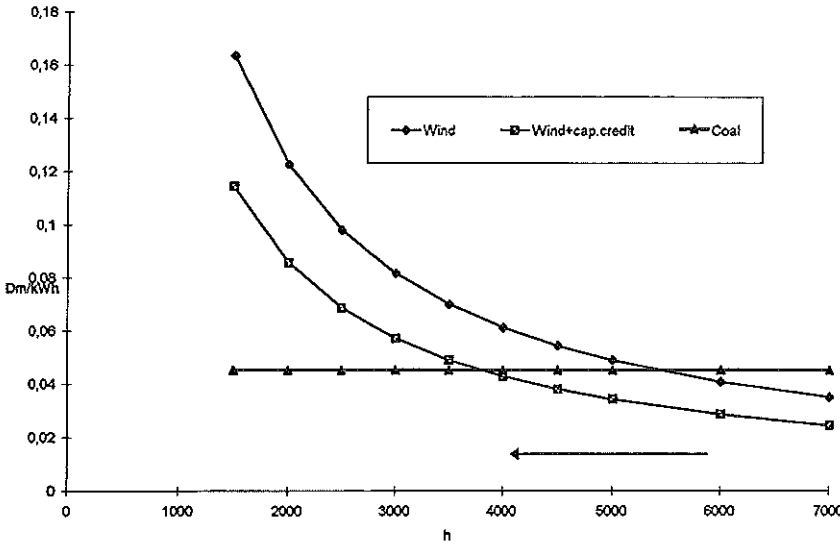
Any situation between the two extremes may be possible. But can we expect a capacity saving on conventional energy if a RE source is being introduced?

To some extent this may be possible. This depends on the flow characteristics of the RE source under consideration: If the additional peak demand for example is itself solar driven (e.g. demand for cooling) it may be possible that the demand will occur at times when the availability of this system is particularly high. For wind energy it has been observed that local wind speeds are often quite different. Whereas an individual converter therefore cannot be expected to be available for peak load a certain fraction of the whole installed capacity may be available if a large number of such installations exists at different locations with different local wind conditions.

From meteorological data we can work out which fraction of wind capacity can be expected to be available with a high degree of probability. This fraction will reduce the need for a conventional capacity.

Figure 11 shows how such a factor would influence the economics of RE sources. It would lower the capital cost and thus shift the point of intersection to the left. The economic value of RE to the system thus increases with a possible capacity contribution of these systems.

Figure 11: Influence of capacity credit



3 Economic evaluation of RE

3.1 Standalone projects

Because of their capital intensity and their long life, in general energy systems can best be analysed by traditional Present Value analysis. This analysis requires that all expenditures and incomes be recorded at their point of occurrence in time. Therefore it is possible to do a true dynamic analysis in which all costs and prices may vary over time. The present value of a stream of expenditures is worked out by discounting all items to the present using a discount factor. This factor depends on the assumption on inflation being made. The best starting point is always to leave inflation out of the picture so that the real rate of interest can be used as a discount factor. In order to make the analysis for different systems comparable it is very common to relate the Present Value to the quantities produced and to express it as levelised cost.

Figure 7: Present Value Analysis

Time	Expenditure
1	Q_1
2	Q_2
....	$Q_{...}$
n	Q_n
Present Value	$\frac{\sum_{t=1}^n Q_t}{(1+r)^t}$

Q_t = expenditure in period t r = rate of discount

Such a method is, however, only applicable to standalone systems or to network systems when it safely can be assumed that the introduction of the RE will leave all other variables untouched.

3.2 Modelling network systems

In a more general sense the interactions between RE and other energies have to be analysed. Different types of models have been developed to see the influence of different energy sources in a system. Models can be divided into three groups:

- General energy system models
- Energy / economy interaction models
- Specific energy system models

A large number of such models is available, the models vary by the degree of complexity and the country implementation available.

3.2.1 General energy system models

Such models serve the purpose of finding out the best combination of energy sources for a given situation of energy demand. This is usually derived by applying a least cost solution to the potential mix of all available energy sources to the various demands for energy services. To run such models therefore is a complex exercise, the advantage certainly being the overall consistency of the results. Due to the model technique being used (linear programming) environmental aspects can be easily added in the form of environmental restrictions. It can then be found out how the allocation of energy to the various demands is influenced by environmental factors.

One of the limits of this type of model is caused by the fact that prices and demands are model parameters or exogenous. In reality, however, such variables will be part of the path of development chosen: a path with a rising share of RE might actually lead to price reductions for some RE appliances. The latest WEC report includes a new approach to this problem by incorporating learning curves that are based on potential cost changes due to the path of development chosen.³

³ World Energy Council, Global Energy Perspectives to 2050 & Beyond, London 1995

3.2.2 Energy / economy interaction models

Such models are designed to analyse the effects of changes in the economic environment or in policy instruments on the whole economy. Nowadays such models use what is called a general equilibrium approach to see the repercussions in the economy if certain instruments are being used. (What will be the effect of environmental taxation on employment in the sectors of the economy etc.?). A number of such models have been specified to specifically analyse the interaction between the energy sectors and the rest of the economy.

Environmental restructuring of the economy is basically a problem of all those sectors that use energy at a high scale (building materials, metals, chemicals, paper). What happens to these sectors in a changed regime of energy prices? RE constitute a very small fraction of energy supply and thus also of economic value connected to energy. In these models there is no difference between RE and other energies regarding their economic impact. Modelling however is restricted by the availability of data and the size limitations for such models. No model of this type is known to me that specifically analyses the impact of RE.

3.2.3 Specific energy system models

Both types of models discussed so far try to analyse a whole economy or the whole energy systems and thus will become relatively large (particularly in the case of energy system models). The same model technique can also be used for the analysis of parts of the energy systems. This model makes specific reference to RE sources of electricity. It is a linear programming type model that finds the optimum combination of generators for a given electricity demand (characterised by a load duration curve) and a given set of environmental restrictions. Power options available have to be specified in terms of quantitative availability and cost of capital, fuel etc.⁴

The specific flow characteristics for RE and a possible capacity factor can be specified. The model can then simulate the impact of environmental restrictions or price changes on the structure of power generation. It is also possible to introduce policies towards RE and analyse the cost changes in system cost connected to such schemes.

At present a graphical interface for this model is in preparation that will allow very easy interaction between the user and the model in order to facilitate the use of this models in teaching.

⁴ The model is written in GAMS, a computer language specially designed for linear and non-linear optimisation models.

4 References

Kaltschmitt M., Wiese, A. (ed.)

Erneuerbare Energien; Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte; Springer-Verlag, Berlin Heidelberg 1995

Grubb, M.

Integration of Renewable Energy Sources, in: Jackson, T. (ed.), Renewable Energy: Prospects for Implementation, Stockholm Environment Institute, 1993. Originally published in Energy Policy, vol 19/7), pp 670-688.

World Energy Council

Global Energy Perspectives to 2050 & Beyond, London 1995

Energie und Umwelt aus volkswirtschaftlicher Sicht

Heinz Welsch

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln

Albertus Magnus-Platz

50923 Köln

1. Umweltprobleme der Energienutzung

Mit der Nutzung fossiler Energieträger geht eine Reihe von Umweltproblemen einher, die seit den sechziger Jahren die Umweltpolitik beschäftigt haben. Dabei standen zunächst die lokal oder regional wirkenden Emissionen von Staub und Ruß im Vordergrund. Eine zweite Welle der energiebezogenen Umweltpolitik wurde in den späten siebziger Jahren durch die Problematik des Sauren Regens ausgelöst. Dessen Folgen sind dadurch gekennzeichnet, daß sie wegen der atmosphärischen Verweilzeiten der hauptsächlich daran beteiligten Schadstoffe (Schwefeldioxid, Stickoxide) weit vom Ursprungsort entfernt auftreten können. Der teilweise grenzüberschreitende Charakter der Ursache-Wirkungs-Beziehungen führt zu internationalen externen Effekten und bedingt schwierige Probleme der internationalen Umweltpolitik. Gleichwohl konnte in Westeuropa inzwischen zumindest die Schwefelbelastung gegenüber der Situation Mitte der achtziger Jahre deutlich reduziert werden.

Als wichtigstes energiebedingtes Umweltproblem ist inzwischen die erwartete anthropogene Klimaänderung anzusehen. Sie beruht zu etwa der Hälfte auf der Freisetzung von Kohlendioxid (CO_2), das wiederum zu drei Vierteln durch die Verbrennung fossiler Brennstoffe entsteht. Das CO_2 -Problem ist gegenüber vielen anderen Umweltproblemen durch seinen globalen Charakter sowie durch das Fehlen von Rückhaltetechniken, die in großem Maßstab einsetzbar wären, gekennzeichnet. Der globale Charakter des CO_2 -Problems bedeutet, daß seine Lösung nur auf internationaler Ebene möglich ist, da einzelne Länder wenig zur weltweiten CO_2 -Minderung beitragen können. Das Fehlen von Rückhaltungsmöglichkeiten bedeutet, daß eine Rückführung der Emissionen eine erhebliche Umstrukturierung der Energieversorgungssysteme mit möglicherweise umfangreichen gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen voraussetzt.

In Anbetracht des geringen Beitrages einzelner Länder und der befürchteten wirtschaftlichen Auswirkungen ist die Bereitschaft, sich zur CO₂-Minderung zu verpflichten, gering. Die Europäische Union bzw. ihre Mitgliedsstaaten gehören weltweit zu den wenigen, die Zielwerte für ihre CO₂-Emissionen festgelegt haben. Bekanntlich hat sich die EU insgesamt das Ziel gesetzt, die Emissionen auf dem Niveau des Jahres 1990 zu *stabilisieren*. Einzelne Mitgliedsländer haben weitergehende Ziele. Deutschland plant, seine Emissionen bis 2005 um 25 Prozent gegenüber dem Niveau von 1990 zu *reduzieren*. Andere Mitgliedsländer haben sich zu einer *Begrenzung des Anstiegs* ihrer Emissionen bereit erklärt (siehe IEA 1994).

2. Instrumente der Klimaschutzpolitik

Die gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen des Umweltschutzes hängen wesentlich von den Politikinstrumenten ab, die zu seiner Umsetzung eingesetzt werden. Marktwirtschaftliche Lenkungsinstrumente, wie etwa Emissionssteuern oder handelbare Emissionszertifikate, haben den Vorzug, Emissionsminderungsmaßnahmen dorthin zu lenken, wo sie am kostengünstigsten durchzuführen sind (Kosteneffizienz). Dies ist beim Klimaschutz in Anbetracht des Ausmaßes der erforderlichen Umstrukturierung von besonderer Bedeutung.

Aus diesem Grund spielen marktwirtschaftliche Ansätze (insbesondere Emissionssteuern) in der Klimaschutzdiskussion eine besondere Rolle. Hinzu kommt, daß marktwirtschaftliche Umweltinstrumente ihre theoretischen Vorzüge beim CO₂-Problem besonders leicht ausspielen können. Während ihr Einsatz bei vielen Umweltproblemen durch Schwierigkeiten (bzw. hohe Kosten) der kontinuierlichen Messung der Emissionen und der von ihnen ausgehenden Wirkungen erschwert wird, bestehen diese Probleme im vorliegenden Fall nicht: Wegen des Fehlens praktikabler Rückhaltetechniken können die CO₂-Emissionen anhand des Kohlenstoffgehaltes der eingesetzten Brennstoffe berechnet werden, und wegen der langen atmosphärischen Verweildauer hat jede Emissionseinheit unabhängig vom Ursprungsort die selbe Wirkung auf das Klima. Wegen der letzteren Eigenschaft entfällt die sogenannte *hot spot*-Problematik. Aus diesen Gründen können Lenkungssteuern zur Minderung energiebedingter CO₂-Emissionen unmittelbar am Brennstoffeinsatz ansetzen, und sie brauchen nicht räumlich differenziert zu werden.

Bei der Ausgestaltung von Klimaschutzsteuern stellen sich eine Reihe von Fragen.

- *CO₂- oder Energiesteuer.* Beide Varianten stehen in der Diskussion. Durch eine CO₂-Steuer werden im Gegensatz zur Energiesteuer Anreize zur Substitution CO₂-intensiver durch CO₂-arme oder CO₂-freie Energieträger gegeben. Dies ist eine kostengünstige Möglichkeit der CO₂-Minderung, die aber unter anderem deshalb als problematisch angesehen wird, weil sie einen Ausbau der Kernenergie fördert.
- *Verwendung des Steueraufkommens.* Im Hinblick auf die Aufkommensverwendung wird vielfach postuliert, daß zum Ausgleich für die Klimaschutzsteuer andere Steuern oder Abgaben gesenkt werden sollen (Aufkommensneutralität). Diese Forderung wird mitunter zum Konzept einer 'ökologischen Steuerreform' erweitert, durch welche erwünschte Gegenstände (Einkommen, Beschäftigung etc.) als Steuersubstrat durch unerwünschte Gegenstände (Umweltbelastung) ersetzt werden sollen (siehe etwa Mauch et al. 1992). Hiervon wird eine 'doppelte Dividende' erwartet, indem nicht nur die Umweltbelastung, sondern auch die Verzerrungswirkungen des traditionellen Steuersystems vermindert werden. Beispielsweise erwartet man von einer Klimaschutzsteuer mit kompensierender Senkung der Lohnnebenkosten nicht nur einen Rückgang der CO₂-Emissionen, sondern auch eine Zunahme der Beschäftigung.
- *Gemeinsame oder einseitige Einführung der Steuer.* Die Frage der internationalen Harmonisierung bei der Einführung von Klimaschutzsteuern wird insbesondere in Hinblick auf die internationale Wettbewerbsfähigkeit einzelner Sektoren oder ganzer Volkswirtschaften betrachtet. Insbesondere seitens der Energiewirtschaft und der energieintensiven bzw. stark exportorientierten Industriezweige wird vielfach gefordert, derartige Maßnahmen allenfalls in EU-weitem oder gar OECD-weitem Rahmen einzuführen.

Für die EU insgesamt hat die Europäische Kommission 1992 einen Vorschlag für eine kombinierte CO₂/Energiesteuer vorgelegt. Die Steuerhöhe soll sich je zur Hälfte am Energie- und am Kohlenstoffgehalt der verschiedenen Brennstoffe orientieren. Eine reine CO₂-Steuer wurde vermieden, um eine übermäßige Belastung der besonders kohlenstoffintensiven Volkswirtschaften zu vermeiden. Im Fall des Mineralöls entspricht die Steuer einer anfänglichen Verteuerung eines Barrels Rohöl um 3 US-\$, die innerhalb von 7 Jahren auf 10 US-\$ ansteigen soll. Dies entspricht einer Anfangsbelastung von 2,81 ECU pro Tonne CO₂ und 0,21 ECU pro Gigajoule Energiegehalt. Aufgrund der CO₂-Komponente werden die

einzelnen fossilen Energieträger insgesamt unterschiedlich belastet, wobei Braunkohle die stärkste und Gas die geringste Belastung aufweist. Hinsichtlich des Steueraufkommens wird eine aufkommensneutrale kompensierende Senkung anderer Steuern bzw. Abgaben gefordert. Dabei kann es sich um direkte oder indirekte Steuern oder auch um Sozialabgaben oder andere Lohnnebenkosten handeln.

Auch wenn der Vorstoß für eine EU-weite Einführung dieser Steuer inzwischen gescheitert ist, ist sie auch weiterhin ein Orientierungsmaßstab für die Ausgestaltung möglicher nationaler Klimaschutzmaßnahmen.

3. Analyseinstrument

Als Instrumente zur Analyse der volkswirtschaftlichen Auswirkungen von Klimaschutzmaßnahmen haben sich Berechenbare Allgemeine Gleichgewichtsmodelle weitgehend durchgesetzt. Allgemein liegt der Vorzug dieses Modellierungsansatzes in der Möglichkeit, die wesentlichen Interdependenzen zwischen den Mengen-, Preis- und Einkommensvariablen in einer Volkswirtschaft in einem konsistenten und theoretisch fundierten Rahmen zu erfassen. Für die Analyse von Klimaschutzmaßnahmen erscheint der Ansatz aus folgenden Gründen besonders geeignet:

- Er erlaubt eine volkswirtschaftliche *Totalanalyse*. Partialanalytische Betrachtungen sind in Anbetracht der gesamtwirtschaftlichen Dimension klimapolitischer Maßnahmen unzureichend.
- Er bietet die Möglichkeit der *sektoralen Disaggregation*. Eine aggregierte Betrachtung würde die sektoral unterschiedlichen Auswirkungen von Klimaschutzmaßnahmen verschleiern.
- Er erlaubt eine *Differenzierung nach Energieträgern*. Dies ist in Anbetracht des unterschiedlichen Kohlenstoffgehaltes der verschiedenen Energieträger und der Möglichkeit der Energieträgersubstitution unverzichtbar.
- Er erlaubt die Konstruktion von *Mehr-Länder-Modellen*. Dies ist wesentlich für die Abbildung außenwirtschaftlicher Rückwirkungen, insbesondere im Fall eines nationalen Alleingangs.

Ein Berechenbares Allgemeines Gleichgewichtsmodell für Europa, das es ermöglicht, Beziehungen zwischen energie- und umweltpolitischen Maßnahmen, Energiepreisen, Energieeinsatz und Gesamtwirtschaft nachzuzeichnen und die resultierenden CO₂-Emissionen differenziert nach Brennstoffen und Herkunftssektoren auszuweisen, ist am Energiewirtschaftlichen Institut in Köln unter der Bezeichnung LEAN entwickelt worden. Die grundlegenden Modellcharakteristika sind in *Tabelle 1* zusammengestellt.

Tabelle 1: Modellcharakteristika

Aggregation

6 Länder bzw. Regionen
13 Sektoren/Güter
5 Energieträger
1 repräsentativer Haushalt

Allgemeine Charakteristika

Methodischer Ansatz: berechenbares allgemeines Gleichgewicht
Zeitbehandlung: rekursiv-dynamisch
Zeithorizont: 1985-2020

Spezielle Charakteristika

Welthandelspool
Flexibler Wechselkurs EU/übrige Welt
Gebundener und ungebundener technischer Fortschritt
endogene Beschäftigung
vier Formen der Steuerverwendung

Das Modell umfaßt sechs Länder bzw. Regionen und 13 Sektoren, wovon 5 mit Energieträgern identifiziert sind. Der Konsumsektor wird in jedem Land durch einen repräsentativen Haushalt modelliert. Es handelt sich bei LEAN um ein rekursiv-dynamisches Modell mit einem Zeithorizont bis 2020. Die dynamische Struktur ergibt sich daraus, daß die Kapitalbestände jeder Periode aufgrund der Investitionsentscheidungen der Vorperiode festgelegt sind und die variablen Faktoren sich an diese Vorentscheidungen anpassen. Durch die rekursiv-dynamische Zeitbehandlung ergibt sich die Möglichkeit, langfristige Anpassungsprozesse zu studieren.

Zu den spezielleren Modellcharakteristika gehört die Modellierung des Außenhandels durch einen Handelspool, die Modellierung eines flexiblen Wechselkurses zwischen der EU und der übrigen Welt, die Erfassung investitionsgebundenen technischen Fortschritts, die endogene Behandlung der Beschäftigung und die Möglichkeit zur Betrachtung unterschiedlicher Formen der Verwendung des Aufkommens aus einer Klimaschutzsteuer. Diese Charakteristika werden im folgenden genauer dargestellt.

Zu den wesentlichen Anliegen bei der Modellentwicklung gehörte die Möglichkeit, internationale Rückwirkungen nationaler Energie- und Klimaschutzpolitik zu analysieren. Diesem Anliegen entspricht die Konzeption als Mehr-Länder-Modell mit unbeschränkten Kapitalflüssen und einheitlichem Realzins. Für den Außenhandel wurde das Konzept eines Außenhandels-Pools angewendet. Hierdurch wird die Modellierung bilateraler Handelsströme vermieden und der zunehmenden Integration der internationalen Märkte und insbesondere des Europäischen Binnenmarktes Rechnung getragen.

Der Pool-Ansatz ist schematisch in *Abbildung 1* dargestellt. Für jede Güterkategorie wird der Export der einzelnen Länder als Nachfrage seitens des 'Weltmarktes' bestimmt. Umgekehrt richtet sich die Importnachfrage nicht direkt an einzelne Herkunftsländer, sondern an den durch die diversen Exporte gespeisten Pool.

Abbildung 1: Pool-Ansatz

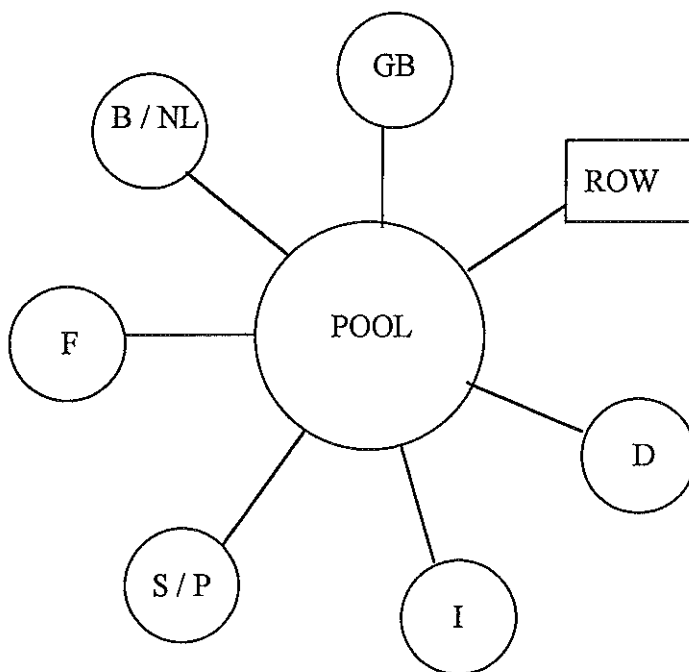
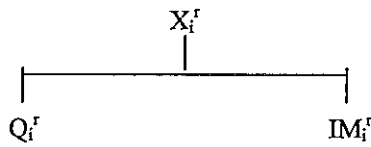


Abbildung 2: Importnachfrage



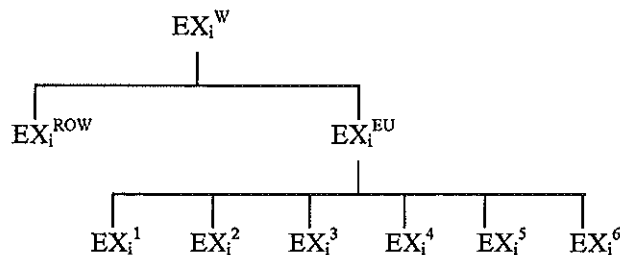
Formal werden importierte und im Inland hergestellte Güter der selben Art gemäß dem Ansatz von Armington (1969) als unvollständige Substitute aufgefaßt. Wie in *Abbildung 2* skizziert, ergibt sich die Importnachfrage nach Gut i in Region r dann durch preisabhängige Allokation der Gesamtnachfrage X_i^r auf die inländische Produktion Q_i^r und die Importe IM_i^r . Durch Addition der so bestimmten Importe der sechs Modellregionen und der exogenen Importnachfrage der übrigen Welt ergibt sich die Weltexportnachfrage des betreffenden Gutes:

$$EX_i^W = \sum_{r \in EU} IM_i^r + IM_i^{ROW} \quad (1)$$

mit $IM_i^{ROW} = \text{exogen}$

Die Weltexportnachfrage wird preisabhängig auf die einzelnen Herkunftsländer aufgeteilt. Dies geschieht, wie in *Abbildung 3* angedeutet, in zwei Stufen. Zunächst erfolgt eine Aufteilung auf die Exporte der übrigen Welt EX_i^{ROW} und die aggregierten Exporte der EU, EX_i^{EU} . Letztere werden auf der zweiten Stufe auf die einzelnen EU-Länder allokiert. Die Motivation für dieses Vorgehen liegt darin, daß die Substitutionselastizität der EU-Exporte untereinander aufgrund größerer geographischer Nähe sowie geringerer institutioneller Restriktionen als größer anzusehen ist als diejenige zwischen EU-Exporten und solchen der übrigen Welt.

Abbildung 3: Exportnachfrage



Ein ebenfalls mehrstufiger Ansatz liegt der Modellierung der Produktion zugrunde, wie in *Abbildung 4* dargestellt. Dieses Vorgehen ermöglicht es wiederum, trotz der unterstellten einfachen funktionalen Form (CES-Funktionen) verschiedenen Inputbündeln unterschiedliche Substitutionselastizitäten zuzuweisen (wohingegen ein einstufiger CES-Ansatz identische Substitutionselastizitäten zwischen allen Paaren von Inputs impliziert).

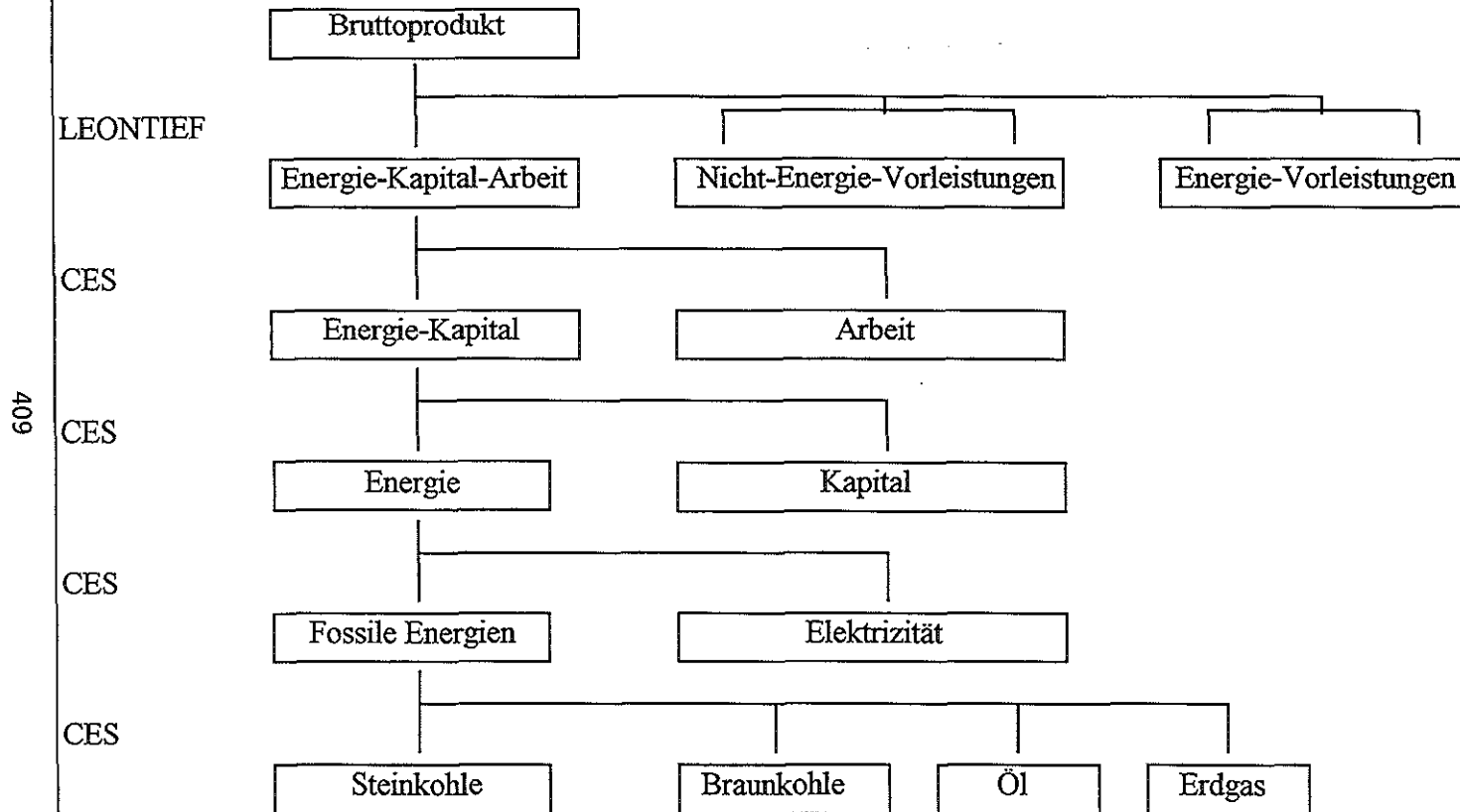
Auf der obersten Stufe ist die Bruttonproduktion durch konstante Input-Koeffizienten mit einem Aggregat aus Energie, Kapital und Arbeit sowie den verschiedenen Vorleistungen verbunden. Unter den Vorleistungen findet sich auch der nichtenergetische Energieeinsatz. Dies bedeutet, daß Energie im Energie-Kapital-Arbeit-Bündel nur den Einsatz als Brenn- oder Treibstoff umfaßt. Dieses Bündel ist als CES-Aggregat aus Energie-Kapital einerseits und Arbeit andererseits modelliert. Durch diese Art der Bündelung drückt sich der Charakter von Ausrüstungsgütern als energiebetriebenen Anlagen aus. Auf der nächsten Stufe wird das Energie-Kapital-Aggregat in seine beiden Komponenten zerlegt. Dabei ist die Substitutionselastizität zwischen Energie und Kapital im allgemeinen geringer als diejenige zwischen Energie und Arbeit. Der verwendete Parameterwert ist gebildet als Durchschnitt zwischen der Substitutionselastizität Energie-Ausrüstungen und der Substitutionselastizität Energie-Bauten. Da Ausrüstungen und Energie aufgrund umfangreicher ökonometrischer Evidenz als schwache Substitute anzusehen sind, ist dieser Durchschnitt lediglich in Sektoren, in denen Bauten einen hohen Anteil am Kapitalbestand haben, größer als die Substitutionselastizität zwischen Energie und Arbeit. Auf den folgenden Stufen wird Energie zunächst in fossile und elektrische Energie zerlegt und die fossile Energie dann in die einzelnen fossilen Energieträger aufgespalten.

In LEAN wird davon ausgegangen, daß die Länder der EU eine Wechselkursunion gegenüber der übrigen Welt bilden. Deshalb können die Preise in den EU-Ländern in einer einheitlichen Einheit ausgedrückt werden. Der *Wechselkurs* zwischen der EU und der übrigen Welt ist flexibel. Er ändert sich in Reaktion auf Änderungen der aggregierten Leistungsbilanzsituation der EU gemäß folgendem Ansatz:

$$ER = ER_{-1} \cdot \left(\frac{\sum_r IMN_r}{\sum_r EXN_r} \right)^\beta \quad (2)$$

Hierin bezeichnet ER den Wechselkurs, im Sinne des Wertes der Außenwährung, und IMN bzw. EXN den Wert der Importe bzw. Exporte der EU-Länder. Demnach steigt der Wechselkurs immer dann gegenüber dem Wert der Vorperiode (ER_{-1}), wenn ein Leistungsbilanzdefizit gegenüber der übrigen Welt vorliegt, wohingegen ein Leistungsbilanzüberschuß den Wert der Außenwährung sinken läßt.

Abbildung 4: Produktionsstruktur



Ein weiteres Spezifikum von LEAN ist die *Arbeitsmarktmodellierung*. Arbeit wird als international immobil und intersektoral vollständig mobil unterstellt. Dies bedingt für jedes Land einen einheitlichen Lohnsatz, für den die folgende Bestimmungsleichung angesetzt ist:

$$PL = \Pi \cdot PL_{-1} \cdot \left(\frac{LAB}{\overline{LAB}} \right)^\alpha \quad (3)$$

Demnach steigt der Lohnsatz PL jeweils gegenüber seinem Vorperiodenwert PL_{-1} um den Faktor der Produktivitäts- und Preissteigerung Π , modifiziert durch das Verhältnis zwischen aktueller Beschäftigung LAB und regulärer Beschäftigung \overline{LAB} . Letzteres repräsentiert die Abhängigkeit der durchsetzbaren Lohnforderungen von der jeweiligen Beschäftigungslage (Phillipskurve). Die Beschäftigung ergibt sich aus der Arbeitsnachfrage, die zu dem so bestimmten Lohn realisiert wird.

Die *Zinsbestimmung* erfolgt in LEAN aufgrund der Closure-Bedingung, daß der Wert der gesamten Investitionen gleich der privaten Ersparnis abzüglich Staatsdefizit und Leistungsbilanzsaldo ist. Da alle Komponenten dieser Gleichung direkt oder indirekt zinsabhängig sind, fungiert sie als implizite Bestimmungsgleichung für den Realzins.

Technischer Fortschritt ist in LEAN als energievermehrend, arbeitsvermehrend und kapitalvermehrend spezifiziert. Dies bedeutet, daß die jeweiligen Faktoreinsatzmengen nicht in physischen Einheiten, sondern in sogenannten Effizienzeinheiten gemessen werden. Beispielsweise ist der Bestand an 'Effizienzkapital' im Jahre t das Produkt aus physischem Kapital K_t und einem Effizienzfaktor a_t :

$$\tilde{K}_t = a_t \cdot K_t \quad (4)$$

Die Effizienz des jeweils am Jahresanfang bestehenden Kapitalstocks ist der gewogene Durchschnitt der Effizienz des aus der Vorperiode übernommenen Anteils (a_{t-1}) und des Anteils, der auf Neuinvestitionen beruht (b_{t-1}):

$$a_t = \frac{(1-\delta) K_{t-1}}{K_t} a_{t-1} + \frac{I_{t-1}}{K_t} b_{t-1} \quad (5)$$

Hierdurch ist die Effizienz des bestehenden Gesamtbestandes abhängig von seiner Zusammensetzung aus 'altem' und 'neuem' Kapital. Für die Effizienz des jeweils neuesten Investitionsjahrgangs wird eine Zunahme mit konstanter Rate unterstellt. Diese Zunahme überträgt sich gemäß Gleichung (5) auf den Gesamtbestand. Die Energie- und Arbeitseffizienz wächst mit konstanter exogener Rate.

In LEAN besteht die Möglichkeit, die Auswirkungen von Klimaschutzsteuern unter vier verschiedenen Annahmen für die *Verwendung des Steueraufkommens* zu analysieren:

- Transfer an die privaten Haushalte (REDIST). Hierdurch steigt das verfügbare Einkommen, was eine Stützung der Konsumausgaben bedeutet.
- Lohnkostenentlastung (EMPLOY). Dies ist als Lohnsubventionierung modelliert. Die Wirkung hängt stark davon ab, wie stark die Bruttolohnforderungen auf die induzierte Zunahme der Beschäftigung reagieren, d.h. wie groß der Parameter α in Gleichung (3) ist. Eine diesbezügliche Diskussion und Sensitivitätsrechnungen finden sich in Welsch (1996b).
- Konsolidierung des Staatshaushalts (CONSOL). Hierdurch sinkt der Realzins und die Investitionen werden angeregt.
- Erhöhung der Staatsausgaben (GOVEXP). Dies führt zu einem Anstieg des Zinssatzes und einem Rückgang der Investitionen.

Aufgrund dieser Modellcharakteristika können mit LEAN alle wesentlichen makro-sektoralen Auswirkungen von Klimaschutzmaßnahmen, inklusive derjenigen, die über den Arbeits-, Kapital- und Devisenmarkt laufen, nachgezeichnet werden.

4. Gesamtwirtschaftliche Auswirkungen der CO₂-Minderung

Da marktwirtschaftliche Instrumente für die CO₂-Minderung besonders geeignet erscheinen, sollen deren gesamtwirtschaftliche Auswirkungen im folgenden analysiert werden. Bei den Modellrechnungen wird von folgender Entwicklung der Weltenergiepreise ausgegangen.

- Kohle: Zunahme um jährlich 0,1 Prozent (real)
- Rohöl: Zunahme um jährlich 1,5 Prozent (real)
- Erdgas: Zunahme um jährlich 2,1 Prozent (real)

Für die Energieproduktivität (Energieeffizienz) wird eine jährliche Verbesserung um zwei Prozent angenommen.

Aufgrund dieser Annahmen wurde ein Basislauf ohne klimapolitische Maßnahmen durchgeführt. In diesem 'business-as-usual'-Fall steigen die CO₂-Emissionen Deutschlands um jährlich 0,9 Prozent und diejenigen der übrigen EU um 1,2 Prozent. In Simulationsexperimenten wurde dann berechnet, wie sich die wirtschaftliche Entwicklung und die Entwicklung der CO₂-Emissionen ändern würde, wenn 1996 eine CO₂/Energiesteuer in

Anlehnung an den Vorschlag der Europäischen Kommission eingeführt würde. Dabei wurde angenommen, daß das Einsatzniveau der Kernenergie gegenüber dem Basislauf unverändert bleibt. Es wurde der Fall der EU-weiten Einführung mit dem des deutschen Alleinganges verglichen, sowie der Fall, in dem das Steueraufkommen pauschal an die Haushalte transferiert wird, mit dem einer Verwendung zur Senkung der Lohnkosten.¹

Die betrachtete Klimaschutzsteuer ist an den Vorschlag der Europäischen Kommission angelehnt, aber nicht mit diesem identisch. Konkret wurde von einer Steuer ausgegangen, die von einem Niveau von 3 US-\$ pro Barrel Rohöl im Jahre 1996 auf 12 US-\$ im Jahre 2005 und dann weiter auf 20 US-\$ in 2020 ansteigt. Diese Entwicklung wurde als nominaler Anstieg aufgefaßt und mit einer Preisniveausteigerung von jährlich 3 Prozent deflationiert. Dies führt zu einer annähernden Konstanz des realen Steuersatzes ab etwa 2005.

Es ergibt sich, daß durch eine solche Steuer die Emissionen des Jahres 2020 gegenüber dem Basislauf um 7-10 Prozent reduziert werden können. Da die Emissionen im Basisfall ansteigen, genügt dies nicht für eine Stabilisierung auf dem Niveau von 1990. Allerdings wird der ohne die Steuer eintretende Anstieg der Emissionen in Deutschland um rund ein Drittel und in der übrigen EU um rund ein Viertel vermindert. Die Lenkungswirkung ist also in Deutschland etwas stärker als in der übrigen EU, was an der höheren CO₂-Intensität der deutschen Volkswirtschaft liegt². Ob die Steuer europaweit oder im Alleingang in Deutschland bzw. der übrigen EU eingeführt wird, hat keinen Einfluß auf die Emissionsminderung im betreffenden Gebiet (wohl aber auf die Emissionen der *gesamten* EU). Die Art der Steueraufkommensverwendung hat nur einen geringen Einfluß auf die Lenkungswirkung. Sie ist lediglich im Fall der Lohnkostensenkung etwas geringer als im Fall des Steueraufkommenstransfers an die Haushalte.

Der Grund hierfür liegt im Bereich der gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen. Die Rechnungen ergeben im Fall des Transfers einen Rückgang des BIP um etwa ein halbes Prozent. Demgegenüber führt der Einsatz des Steueraufkommens zur Lohnkostensenkung zu einer Zunahme in etwa gleichem Umfang. Letzteres liegt daran, daß in diesem Fall Energie verstärkt durch Arbeit ersetzt wird. Die Auswirkungen auf das BIP in Deutschland und in der übrigen EU unterscheiden sich wenig voneinander. Ebenso sind die Auswirkungen im Fall eines

¹ Weitere Steuerverwendungsformen (Abbau der Staatsschulden, Erhöhung der Staatsausgaben) werden in Welsch (1996a) betrachtet.

² Technisch ausgedrückt ist für die Lenkungswirkung der Steuersatz in Relation zum Grenzprodukt der Emissionen im Basisfall ausschlaggebend. Eine hohe Emissionsintensität im Basisfall bedeutet ein geringes Grenzprodukt, so daß die Steuer einen großen Mengeneffekt hat. Inhaltlich bedeutet die hohe Emissionsintensität, daß es große kostengünstige Emissionsminderungspotentiale gibt.

Alleinganges nahezu identisch mit denen bei europaweitem Vorgehen. Allerdings betrifft dies nur das BIP als zusammenfassenden Indikator der wirtschaftlichen Auswirkungen. Betrachtet man detailliertere makroökonomische Indikatoren, so zeigen sich gewisse Unterschiede in den Auswirkungen.

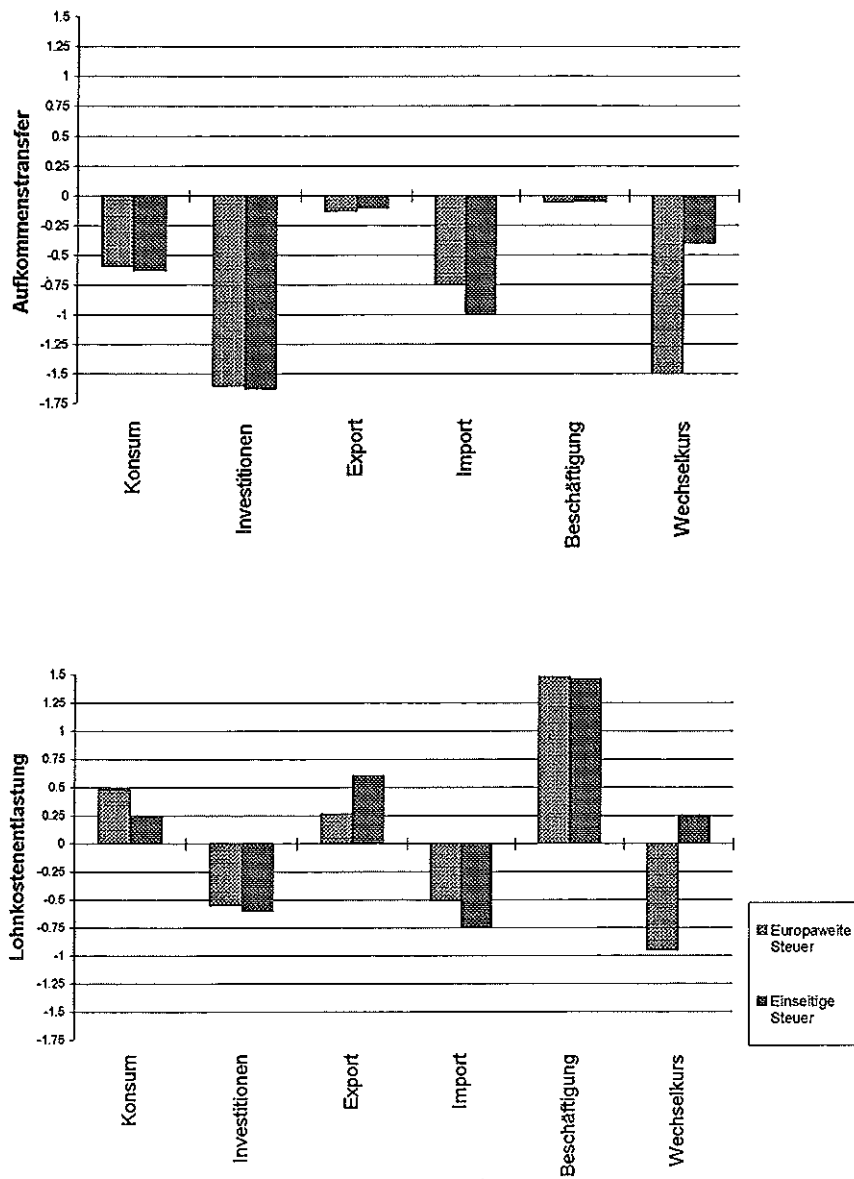
Die Wirkung auf die makroökonomischen Indikatoren ist in *Abbildung 5* exemplarisch für Deutschland im Stichjahr 2020 dargestellt. Es ist festzustellen, daß im Fall des Aufkommenstransfers die Exporte kaum verändert werden, während die Importe erheblich zurückgehen. Letzteres liegt daran, daß ein großer Teil des deutschen Energieeinsatzes importiert wird und somit die deutschen Importe eine hohe Energieintensität aufweisen (rund 20 Prozent Energieanteil). Aus dieser Situation folgt unmittelbar, daß sich die deutsche Handelsbilanz durch eine CO₂-Minderung verbessert. Der Konsum sinkt in diesem Fall erheblich weniger als die Investitionen, da die Konsumnachfrage durch die unterstellte Form der Steuerverwendung gestützt wird. Die Beschäftigung wird kaum tangiert. Betrachtet man den Wechselkurs (im Sinne des Preises der Auslandswährung), so stellt man einen deutlichen Rückgang fest. Dies beruht auf der sinkenden Nachfrage nach Energieimporten. Es tritt also eine Aufwertung der Inlandswährung ein. Da von einer einheitlichen europäischen Währung ausgegangen wird, ist diese Aufwertung naturgemäß bei gemeinsamer CO₂-Minderung stärker als bei einseitiger. Dies bedeutet, daß bei gemeinsamem Vorgehen die Exporte stärker verteuert und die Importe stärker verbilligt werden als bei einseitigem Vorgehen, woraus sich die leicht unterschiedliche Entwicklung der Exporte bzw. Importe in den beiden Fällen erklärt.

Betrachtet man den Fall der Lohnkostensenkung, so ergibt sich zunächst, daß die Beschäftigung um rund 1,5 Prozent steigt. Hierbei ist allerdings vorausgesetzt, daß die Lohnforderungen nicht zu stark auf die Beschäftigungszunahme reagieren und diese dadurch bremsen.³ Auch in diesem Fall stellt man einen Rückgang der Importe fest, der aber wegen der höheren gesamtwirtschaftlichen Nachfrage geringer ist als zuvor. Besonders fällt auf, daß die Exporte nunmehr zunehmen, was daran liegt, daß die Kosten, und mithin Preise, der exportorientierten Wirtschaftszweige durch die Lohnkostensenkung abnehmen.⁴ Der Konsum nimmt aufgrund der höheren Gesamtnachfrage nunmehr zu, und der Rückgang der Investition

³ Die Bedeutung der Lohnforderungen wird genauer beleuchtet in Welsch (1996b). Eine beschäftigungssteigernde Wirkung sowie ein (wenn auch geringer) Anstieg des Sozialprodukts ergibt sich auch aus den Simulationsrechnungen von Bossier und Brechet (1995).

⁴ Dies gilt für die Ausrüstungs- und Konsumgüterindustrie (mit Exportanteilen von rund 35 bzw. rund 15 Prozent), und zwar für Preise ausgedrückt in Auslandswährung. Für diese Wirtschaftszweige übertrifft der Effekt der Lohnkostensenkung also denjenigen der Steuer und der induzierten Aufwertung. Es gilt nicht für die Grundstoffindustrie (mit einem Exportanteil von rund 25 Prozent).

Abbildung 5: Makroökonomische Auswirkungen, Deutschland, 2020
(prozentuale Abweichung vom Basislauf)



ist wesentlich geringer als im Fall des Steueraufkommenstransfers.

Eine bisher kaum behandelte Frage betrifft den Fall, daß eine Klimaschutzsteuer zwar EU-weit eingeführt wird, sich die einzelnen Länder aber zu einer unterschiedlichen Verwendungsform des Steueraufkommens entschließen. Wie Rechnungen mit LEAN zeigen, hat beispielsweise die Aufkommensverwendungsform in der übrigen EU potentiell erhebliche Auswirkungen auf Deutschland.

Tabelle 2 zeigt Ergebnisse einer solchen Simulation (zu Einzelheiten siehe Welsch 1996c). Betrachtet man zunächst die Auswirkungen auf das BIP, so ergibt sich hinsichtlich des eigenen Verhaltens wiederum die schon bekannte deutliche Präferenz für die Lohnkostenentlastung, während die Ausdehnung der Staatsausgaben am deutlichsten negativ wirkt. Während die Aufkommensverwendung in der übrigen EU auf das deutsche BIP wenig Einfluß hat, zeigen sich erhebliche Auswirkungen auf die Einzelaggregate. Betrachtet man beispielsweise den Fall, daß Deutschland als Aufkommensverwendung den Transfer an die Haushalte wählt, zeigt sich, daß die Wirkung auf Konsum, Investition, Export und Import erheblich von der Aufkommensverwendung in der übrigen EU abhängt. Wählt die übrige EU die Staatsausgabenerhöhung, so hat der induzierte Zinsanstieg einen Anstieg der Sparneigung und ein starkes Sinken des Konsums in Deutschland zur Folge. Gleichzeitig sinken die deutschen Investitionen in diesem Fall besonders stark. Zunehmende Ersparnis bei abnehmender Investition bedeuten einen Finanzierungsüberschuß, der ein Ventil in einer Zunahme der Leistungsbilanz findet, so daß die Exporte in diesem Fall zu- und die Importe besonders stark abnehmen. Die umgekehrte Logik tritt ein, wenn die übrige EU die Strategie der Haushaltskonsolidierung wählt: Der Zins sinkt, die Konsumneigung steigt, der Investitionsrückgang wird reduziert. Hierdurch tritt ein Finanzierungsdefizit ein, das sich in einer Abnahme der Leistungsbilanz äußert.

5. Zusammenfassung

Als wichtigstes energiebedingtes Umweltproblem wird die anthropogene Klimaänderung, vornehmlich durch die Emission von CO₂, angesehen. Eine Rückführung dieser Emissionen setzt eine gravierende Umstrukturierung des Energieversorgungssystems mit vermutlich umfangreichen gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen voraus.

Als Lenkungsinstrumente weisen Steuern oder Abgaben gerade beim Klimaschutz eine Reihe von Vorteilen auf. Sie bewirken, daß kostengünstige Emissionsminderungsmaßnahmen bevorzugt ergriffen werden und somit der Klimaschutz auch gesamtwirtschaftlich auf

Tabelle 2: Makroökonomische Auswirkungen der CO₂/Energiesteuer bei unterschiedlichen Formen der Aufkommensverwendung, Deutschland 2020 (prozentuale Veränderung zum Basislauf)

		REDIST	EMPLOY	GOVEXP	CONSOL
BIP	R	-0,47	0,68	-0,57	-0,31
	E	-0,47	0,67	-0,56	-0,31
	G	-0,46	0,69	-0,56	-0,31
	C	-0,50	0,63	-0,60	-0,34
Konsum	R	-0,60	0,34	-1,14	-1,34
	E	-0,50	0,44	-1,04	-1,24
	G	-0,89	0,05	-1,43	-1,63
	C	0,61	1,56	0,08	-0,12
Investition	R	-1,58	-0,56	-1,69	-1,21
	E	-1,57	-0,56	-1,68	-1,20
	G	-1,64	-0,62	-1,75	-1,27
	C	-1,35	-0,27	-1,46	-0,96
Export	R	-0,15	0,50	-0,86	1,19
	E	-0,39	0,27	-1,09	0,99
	G	0,35	1,02	-0,36	1,70
	C	-1,98	-1,37	-2,66	-0,65
Import	R	-0,78	-0,55	-0,47	-1,89
	E	-0,76	-0,53	-0,45	-1,87
	G	-1,10	-0,88	-0,80	-2,20
	C	0,93	1,17	1,24	-0,22

REDIST, EMPLOY, GOVEXP und CONSOL in der Kopfzeile bezeichnen die Aufkommensverwendung in Deutschland. Die verwendeten Kürzel sind in Abschnitt 3 des Textes erläutert. R, E, G und C in der linken Randspalte bezeichnen die Aufkommensverwendung in der übrigen EU.

kostengünstige Weise zustande kommt. Dies ist in Anbetracht des Umfangs der erforderlichen Umstrukturierung von entscheidender Bedeutung. Darüber hinaus sind Lenkungssteuern gerade im Fall des energiebedingten CO₂-Ausstoßes leicht implementierbar.

Aus den dargestellten Simulationsrechnungen ergibt sich, daß eine Steuer in der Größenordnung des 1992 von der Europäischen Kommission vorgelegten Vorschlags nicht für eine Stabilisierung der Emissionen auf dem Niveau von 1990 ausreicht. Gleichwohl kann sie einen erheblichen Beitrag zur Minderung des ansonsten eintretenden Emissionsanstiegs leisten. Hinsichtlich der wirtschaftlichen Auswirkungen ergibt sich, daß die Art und Weise, in der das Steueraufkommen eingesetzt wird, wichtiger ist als die Frage der international abgestimmten Einführung. Wenn das Steueraufkommen zur Senkung der Lohnkosten eingesetzt wird und dies nicht durch höhere Bruttolohnforderungen konterkariert wird, ist eine Minderung der CO₂-Emissionen durchaus mit einem Anstieg der Beschäftigung und möglicherweise des BIP vereinbar. Darüber hinaus können insbesondere auch exportorientierte Industrien durch eine Senkung der Lohnkosten mehr gewinnen als sie durch höhere Energiekosten verlieren.

Literaturverzeichnis

Armington, P.S. (1969), A Theory of Products Distinguished by Place of Production, *IMF Staff Papers* 16, 159-178

Bossier, F., Brechet, T. (1995), A Fiscal Reform for Increasing Employment and Mitigating CO₂ Emissions in Europe, *Energy Policy* 23

IEA (1994), *Climate Change Policy Initiatives*, 1994 Update, Paris: International Energy Agency

Mauch, S.P., Iten, R., von Weizsäcker, E.-U., Jesinghaus, J. (1992), *Ökologische Steuerreform: Europäische Ebene und Fallbeispiel Schweiz*, Chur, Zürich

Welsch, H. (1996a), *Klimaschutz, Energiepolitik und Gesamtwirtschaft: Eine Allgemeine Gleichgewichtsanalyse für die Europäische Union*, München: Oldenbourg-Verlag

Welsch, H. (1996b), Recycling of Carbon/Energy Taxes and the Labor Market: A General Equilibrium Analysis for the European Community, *Environmental and Resource Economics*, im Druck

Welsch, H. (1996c), The Carbon Tax Game: Differential Tax Recycling in a Two-Region General Equilibrium Model of the European Union, *Weltwirtschaftliches Archiv*, im Druck

Der rechtliche Rahmen der Stromversorgung¹

B. Zinow

Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke -VDEW- e.V.

Stresemannallee 23

60591 Frankfurt am Main

1 Die Juristen und das „geheimnisvolle Etwas“

1.1 Die rechtliche Regelung der Stromwirtschaft bis zum Erlass des Energiewirtschaftsgesetzes

Strom ist ein ganz besonderer Saft. Das merkten auch die Juristen, als sie sich vor rund hundert Jahren erstmals bemühten, die Gesetzgebung dem technischen Fortschritt anzupassen. Denn bis dahin konnte der Diebstahl von Elektrizität nicht bestraft werden. Das Strafgesetzbuch kannte nur die rechtswidrige Aneignung einer „Sache“. Der Elektronenfluß in einem elektrischen Leiter war aber offensichtlich nicht von dieser handfesten Art, sondern ein „geheimnisvolles Etwas“, wie das Reichsgericht in einer Entscheidung vom 1. Mai 1899 befand. Also brauchte man ein besonderes „Gesetz, betreffend die Entziehung elektrischer Arbeit“, das am 9. April 1900 im Reichsgesetzblatt verkündet wurde und bis heute im Paragraphen 248 c unseres Strafgesetzbuches fortlebt.

Auch zivilrechtlich gab es ein paar Stolpersteine. So mußte sich das Reichsgericht mit der Frage befassen, ob die Stadtwerke Chemnitz eine „Fabrik“ im Sinne des Reichshaftpflichtgesetzes seien, da sie in ihrem Betrieb weder Sachen herstellten noch einer Bearbeitung unterzogen. Im großen und ganzen aber konnten die allerorten entstehenden Elektrizitätswerke mit den bestehenden Gesetzen ganz gut leben. Die auftauchenden Rechtsprobleme wurden auf privatrechtlicher Basis gelöst. Die wichtigste Rolle spielten dabei

¹ Der Beitrag ist in der IZE-Veröffentlichungsreihe StromBasiswissen (Nr 103) erschienen. Der Wiederabdruck erfolgte mit freundlicher Genehmigung der IZE (Informationszentrale der Elektrizitätswirtschaft e.V.), Frankfurt.

die sogenannten Konzessionsverträge, mit denen die Städte den privaten Betreibern von Elektrizitätswerken die Benutzung von öffentlichen Straßen, Wegen und sonstigen Grundstücken zum Verlegen ihrer Leitungen erlaubten. Der erste Konzessionsvertrag dieser Art kam 1884 zustande und gestattete es der Deutschen Edison-Gesellschaft (später AEG), die Straßen und Bürgersteige im Umkreis von 800 Metern um den Werderschen Markt für die Verlegung elektrischer Leitungen zu benutzen. Als Gegenleistung erhielt die Stadt Berlin eine Abgabe, die sich nach den Bruttoeinnahmen und dem Reingewinn des Unternehmens richtete.

Dieser erste Konzessionsvertrag war insofern etwas atypisch, als sich die Berliner Stadtverordnetenversammlung geweigert hatte, der Edison-Gesellschaft das ausschließliche Recht zur Verlegung von Leitungen zuzugestehen. Bei späteren Konzessionsverträgen wurde dieses Recht fast immer exklusiv bewilligt, so daß der Konzessionsvertrag den Betreibern von Elektrizitätswerken zugleich ein faktisches Versorgungsmonopol im konzessionierten Bereich gewährte. Allerdings mußten sich die Stromversorger zu einer Reihe von Gegenleistungen verpflichten: So hatten sie, unabhängig von der Ertragslage, den Betrieb des Netzes aufrechtzuerhalten. Bei entsprechendem Bedarf mußten sie das Leitungsnetz erweitern und die Kraftwerkskapazitäten vergrößern. Auf Wunsch hatten sie jedermann mit Strom zu versorgen, der die allgemeinen Versorgungsbedingungen erfüllte. In der Regel behielt sich der Konzessionsgeber auch ein Mitspracherecht bei den verlangten Strompreisen vor sowie die Übernahme des Netzes nach Ablauf der Konzessionsdauer.

Auf diese Weise war die Stromversorgung von Anfang an mit der Entstehung geschlossener Versorgungsgebiete verbunden, in denen jeweils einem Unternehmen die Erzeugung und Verteilung elektrischer Energie oblag. Mit der wachsenden Bedeutung der Elektrizität für Industrie und Haushalte wurde sie immer mehr zu einem unentbehrlichen Teil der Daseinsvorsorge wie Trinkwasser und Kanalisation. So verwundert es nicht, daß sich die Elektrizitätsversorgung größtenteils im Besitz der öffentlichen Hand befand. Aber auch private Elektrizitätswerke wurden, soweit sie zur allgemeinen Versorgung beitrugen, nicht wie irgendein anderes Gewerbe gesehen, sondern als Erfüller einer öffentlichen Aufgabe.

Die Stromversorgung glich zunächst einem Fleckenteppich, der außerhalb des Versorgungsbereichs der verschiedenen städtischen Elektrizitätswerke große Lücken aufwies. Diese Lücken schlossen nach dem ersten Weltkrieg die sogenannten Überlandzentralen, die von einem zentralen Kraftwerk aus die kleinen Städte, die Dörfer und das flache Land versorgten. Zugleich wuchs manches städtische Elektrizitätswerk über seinen ursprünglichen

Versorgungsbereich hinaus. Aus diesem Zusammenrücken der Versorgungsgebiete entstand schließlich das heutige flächendeckende Verbundnetz. Zugleich ergab sich damit aber auch die Notwendigkeit einer wirtschaftlichen Abgrenzung, um die kostspielige Doppelverlegung von Netzen und einen ruinösen Wettbewerb zu vermeiden. Die beteiligten Unternehmen lösten diese Aufgabe mit Rückendeckung durch den Staat, aber auf privatrechtlicher Basis, indem sie sogenannte Demarkationsverträge abschlossen. In diesen Demarkationsverträgen verzichteten die Unternehmen darauf, im Gebiet des jeweiligen Partners tätig zu werden.

Mit dem Zusammenwachsen der Versorgungsnetze und der allmählichen Entstehung eines Hochspannungs-Verbundnetzes widmeten sich neben den Kommunen zunehmend auch die Länder sowie das Reich der Stromversorgung. Zum Beispiel entstand 1921 das Bayernwerk als staatliches Unternehmen zur landesweiten Stromversorgung. Die Reichsregierung kaufte 1917 von der AEG die Elektrowerke AG (Ewag), die den Schwerpunkt der mitteldeutschen Stromerzeugung bildeten. Nach dem Sturz der Monarchie wurde am 31. Dezember 1919 sogar ein „Gesetz betreffend die Sozialisierung der Elektrizitätswirtschaft“ erlassen, das freilich nie zur Ausführung gelangte.

1.2 Ein besonderes Gesetz für die Energiewirtschaft

Das Grundgerüst eines gesamtdeutschen Hochspannungs-Verbundnetzes zeichnete sich Anfang der dreißiger Jahre ab, als die beiden wichtigsten Zentren der Stromerzeugung im Rheinland (RWE) und Mitteldeutschland (Ewag) durch eine 220-kV-Leitung verbunden wurden. Mit dem Hinauswachsen der Stromversorgung über den kommunalen und regionalen Bereich erhielt die politische Diskussion über eine besondere gesetzliche Regelung für die Elektrizitätswirtschaft verstärkten Auftrieb. Die Erzeugung und Verteilung von Strom verlagerten sich zunehmend auf unterschiedliche Unternehmensebenen der Stromwirtschaft. Schon 1935 kamen rund 90 Prozent der gesamten öffentlichen Stromerzeugung aus 140 Mittel- und Großkraftwerken mit mehr als 10 MW Leistung, deren Anteil an der Gesamtzahl der Kraftwerke nur 9 Prozent betrug. Das im selben Jahr erlassene Energiewirtschaftsgesetz war deshalb kein typisches NS-Gesetz, wie mitunter behauptet wird. Es entsprach vielmehr den neuen technisch-wirtschaftlichen Bedingungen. Es enthielt auch keine grundsätzlich neuen Instrumente, sondern kodifizierte, vereinheitlichte und steigerte jene staatlichen Aufsichtsmittel, die bisher über das Wegerecht oder Staatsverträge eingeführt worden waren.

Es entsprach damit durchaus dem letztendlichen Ziel, „die Energieversorgung so sicher und billig wie möglich zu gestalten“, von dem in der Präambel des Gesetzes die Rede war.

2 Die rechtlichen Grundlagen der geschlossenen Versorgungsgebiete

Das Energiewirtschaftsgesetz ist trotz einiger Änderungen bis heute im wesentlichen unverändert gültig. Es ist kein spezielles Strom-Gesetz, sondern regelt generell die Versorgung mit den leitungsgebundenen Energien Strom und Gas. Es geht dabei von der Überlegung aus, daß in diesem Bereich der Energieversorgung wegen der Leitungsgebundenheit und anderer Besonderheiten der übliche direkte Wettbewerb nicht sinnvoll sei und daß deshalb Stadtwerke, Regionalversorger und Verbundunternehmen über geschlossene Versorgungsgebiete verfügen. Erklärtes Ziel ist nach wie vor, eine möglichst sichere und preiswürdige Versorgung der Gesamtheit aller Stromkunden zu erreichen.

2.1 Konzessionsverträge

Die Stromversorger sichern ihre Gebietsmonopole auf privatrechtlicher Grundlage mit Verträgen. Der erste Vertragstyp sind Konzessionsverträge. Dies sind Verträge zwischen einer Gemeinde und einem Versorgungsunternehmen über die ausschließliche Nutzung der öffentlichen Straßen und Plätze zum Bau von Versorgungsleitungen. Dadurch wird ein potentieller Konkurrent daran gehindert, eigene Leitungen zu verlegen, da er dazu in der Regel den öffentlichen Straßenraum nutzen müßte. Als Gegenleistung für die Überlassung des Wegerechts erhält die Gemeinde von dem Versorgungsunternehmen eine Konzessionsabgabe, die durch die Konzessionsabgabenverordnung vom Dezember 1991 (KAV) geregelt wird. Sie beträgt bei Tarifkunden zwischen 2,6 und 4,69 Pfennig pro kWh, bei Sondervertragskunden bis zu 0,22 Pfennig pro kWh. Nach § 12 EnWG kann der Reichs- bzw. Bundeswirtschaftsminister über die Zulässigkeit und Bemessung von Konzessionsabgaben befinden. Auf dieser Grundlage wurde 1941 eine Verordnung erlassen, welche die Konzessionsabgaben für Gemeinden unter 3000 Einwohner abschaffte, den Neuabschluß von Verträgen verbot und für noch geltende Verträge die Höhe der vereinbarten Vergütungen einfro. Das damit beabsichtigte „Absterben“ der Konzessionsverträge hatte nach dem Krieg aber keinen Bestand. Eine Gesetzesänderung verhalf 1956 auch den kleinen Gemeinden wieder zu ihren Rechten aus den alten Konzessionsverträgen, und 1990 erwirkte der Hessische Städtetag in einem Musterprozeß vor dem Bundesverwaltungsgericht die Zulassung des Neuabschlusses von Verträgen. Seitdem haben alle deutschen Gemeinden wieder die Möglichkeit, für die Einräumung des Wegerechts

an die Stromversorger eine Konzessionsabgabe zu verlangen. Da die Gemeinden aus dieser Abgabe inzwischen einen wesentlichen Teil ihrer Einnahmen beziehen, könnten die Konzessionsabgaben auch keineswegs ersatzlos abgeschafft werden.

Um einer Erstarrung der Versorgungsstruktur vorzubeugen, wurde 1980 mit der 4. Novelle zum Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) die Laufzeit für alle Konzessionsverträge auf maximal zwanzig Jahre begrenzt. Eine weitere Novellierung desselben Gesetzes verfügte 1990, daß bei Ablauf eines Konzessionsvertrages zugleich alle Demarkationsverträge insoweit ihre Gültigkeit verlieren, als sie dem Neuabschluß eines Konzessionsvertrages mit einem anderen Energieversorger faktisch im Wege stehen könnten.

2.2 Demarkationsverträge

Die zweite vertragliche Grundlage, auf der die Stromversorger ihre Gebietsmonopole sichern, sind die Demarkationsverträge. Während Konzessionsverträge dem Stromversorger das Wegerecht auf öffentlichem Grund und damit faktisch das Monopol innerhalb eines bestimmten Versorgungsgebiets gewähren, dienen Demarkationsverträge der Abgrenzung und Aufteilung solcher geschlossenen Versorgungsgebiete unter den Stromversorgern selber. Demarkationen werden sowohl auf horizontaler Ebene, d. h. zwischen gleichrangigen Unternehmen, als auch auf vertikaler Ebene, d.h. im Verhältnis von Vorlieferant zu Abnehmer, vorgenommen.

Durch Demarkationsverträge haben beispielsweise die neun deutschen Verbundunternehmen, die den größten Teil des Stroms produzieren und das Höchstspannungsnetz für den Stromtransport betreiben, ihre Versorgungsbereiche untereinander abgegrenzt. Die so gezogenen Grenzen sind freilich nur wirtschaftlicher Natur. Technisch arbeiten alle Verbundunternehmen im Rahmen der Deutschen Verbundgesellschaft (DVG) eng zusammen und kooperieren im größeren Rahmen der UCPTÉ mit den anderen westeuropäischen Stromversorgern.

Durch das Nebeneinander von Demarkations- und Konzessionsverträgen könnte leicht der Fall eintreten, daß beim Ablauf eines Konzessionsvertrages keine Neuvergabe des freiwerdenden Versorgungsgebiets an ein anderes Unternehmen möglich wäre, weil die möglichen Bewerber sich durch Demarkationsverträge verpflichtet haben, nicht im Gebiet des Konkurrenten tätig zu werden. Dieses Wettbewerbshindernis sollte durch die bereits erwähnte Novellierung des GWB beseitigt werden.

2.3 Anschluß- und Versorgungspflicht

Zum Ausgleich für die Gewährung von Gebietsmonopolen macht das Energiewirtschaftsgesetz den Stromversorgern besondere Auflagen, damit sie ihre exklusive Stellung am Markt nicht mißbrauchen und etwa ungerechtfertigt hohe Gewinne daraus ziehen. Hierzu gehört die Anschluß- und Versorgungspflicht: Der jeweils zuständige Gebietsversorger ist verpflichtet, jedermann zu allgemeingültigen Bedingungen und Tarifpreisen zu versorgen, solange nicht ganz besondere Ausnahmefälle gegeben sind (§ 6 EnWG). Ein Stromversorger kann also einem ungünstig gelegenen Abnehmer nicht den Anschluß verweigern. Er muß ihn vielmehr zu den gleichen Konditionen versorgen, wie dies bei günstiger liegenden Kunden geschieht. Dies ist eine Pflicht, die im direkten Wettbewerb niemandem auferlegt werden könnte.

2.4 Genehmigungspflicht und Kontrolle durch Aufsichtsbehörden

Die Aufnahme der Stromversorgung Dritter bedarf nach § 5 EnWG einer besonderen Genehmigung. Zuvor prüft die Energieaufsichtsbehörde des zuständigen Bundeslandes - zumeist das Wirtschaftsministerium -, ob der Antragsteller zur sicheren und preiswürdigen Versorgung aller Abnehmer fähig ist. Die § 5 Genehmigung erlangte in den neuen Bundesländern besondere Bedeutung, als dort zahlreiche Städte die Gründung eigener Stadtwerke beantragten.

Wenn die Betriebsaufnahme genehmigt ist, unterliegt das Versorgungsunternehmen weiterhin der energiebehördlichen Aufsicht. Im Rahmen der Investitionskontrolle nach § 4 EnWG sind die Versorgungsunternehmen verpflichtet, den Bau, die Erweiterung oder Stilllegung von Energieanlagen den Aufsichtsbehörden anzuzeigen. Diese haben dann die Möglichkeit, angemeldete Vorhaben aus Gründen des Allgemeinwohls zu untersagen.

Nach § 3 EnWG kann die Aufsichtsbehörde von den Stromversorgern jede Auskunft über ihre technischen und wirtschaftlichen Verhältnisse verlangen, soweit der Zweck des Energiewirtschaftsgesetzes dies erfordert. Nach § 8 EnWG kann sie einem Unternehmen, das sich der Erfüllung seiner Versorgungsaufgabe nicht gewachsen zeigt, sogar die Betriebserlaubnis entziehen.

2.5 Besondere „Mißbrauchsaufsicht“ durch die Kartellbehörden

Das 1957 erlassene Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) respektiert die besondere Situation der Stromwirtschaft ebenfalls durch eine Ausnahmeregelung: In § 103

Abs. 1 GWB werden die Gebietsschutzverträge der Stromunternehmen ausdrücklich vom Kartellverbot freigestellt. Zum Ausgleich für den fehlenden Wettbewerb um Einzelkunden soll jedoch ein Wettbewerb um Versorgungsgebiete zwischen verschiedenen Versorgungsunternehmen stattfinden. Zu diesem Zwecke begrenzt § 103 a GWB die Laufzeit der Gebietsschutzverträge auf maximal 20 Jahre.

Weiterhin unterwirft das GWB die Stromversorger einer „Mißbrauchsaufsicht“ durch das Bundeskartellamt und die Landeskartellbehörden. Nach § 103 Abs. 5 GWB wachen diese Behörden darüber, daß die Versorgungsunternehmen den ihnen eingeräumten Freiraum nicht mißbrauchen. Das Gesetz sieht neben dem grundsätzlichen Mißbrauchsverbot vier spezielle Fallgruppen vor:

1. Die Kartellbehörde kann das Marktverhalten der Stromversorger daraufhin überprüfen, ob es dem eines Unternehmens widerspricht, das einem wirksamen Wettbewerb ausgesetzt ist („Als-ob-Wettbewerb“).
2. Die Behörde kann die Preise von ähnlichen Versorgungsunternehmen zum Vergleich heranziehen und teurere Konditionen nur zulassen, wenn sie durch die besondere Struktur des Versorgungsgebiets begründet sind. Man fingiert also eine Situation, in der ein günstigerer Wettbewerber den teureren Anbieter verdrängen würde.
3. Ein weiterer Mißbrauchsfall wird angenommen, wenn andere Unternehmen in der Verwertung von eigenerzeugter Energie (Stromeinspeisung) unbillig behindert werden.
4. Schließlich enthält das GWB in § 103 Abs. 5, Satz 2, Ziffer 4 eine spezielle Regelung, die unter gewissen Umständen eine Pflicht zur Stromdurchleitung begründen kann.

Die Kartellaufsicht beschränkt sich auf die Sonderkunden, d. h. Kunden, die nicht zu den „normalen“ Tarifen versorgt werden. Die Interessen der Tarifikunden werden durch die Preisaufsichtsbehörden gesichert.

3 Die Bausteine des Stromtarifs

Einen frei vereinbarten Strompreis gibt es nur für Großverbraucher wie Industriebetriebe. Für kleinere Betriebe, Verwaltungen usw. bieten die Stromversorger sogenannte Norm-Sonderverträge an. Außerdem gibt es standardisierte Sonderabkommen für die Betreiber von elektrischen Speicherheizungen und ähnlichen speziellen Stromanwendungen.

Im übrigen richten sich die Kosten des Stromverbrauchs nach dem jeweils gültigen Tarif des zuständigen Stromversorgers. Wie dieser Tarif zu bilden ist, bestimmt die Bundestarifordnung

Elektrizität (BTO Elt) vom 18. Dezember 1989. Als allgemeine Erfordernisse, denen die Tarife genügen müssen, nennt § 1 BTO Elt eine möglichst sichere und preisgünstige Elektrizitätsversorgung, eine rationelle und sparsame Verwendung von Elektrizität sowie Ressourcenschonung und möglichst geringe Umweltbelastung. Weitere Tarifbildungsgrundsätze sind die Kostenorientierung der Tarife und die Verpflichtung zur Verständlichkeit und Ausgewogenheit.

Die BTO wurde auf der Grundlage des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) erlassen. Ihre Durchführung und damit letztendlich auch die Genehmigung der Stromtarifhöhe unterliegt der Aufsicht durch die Bundesländer (in der Regel den Wirtschaftsministerien). Die Stromversorger müssen ihnen gegenüber nachweisen, daß die beantragten Preise in Anbetracht der gesamten Kosten- und Erlöslage bei elektrizitätswirtschaftlich rationeller Betriebsführung erforderlich sind (§ 12 Abs. 2 BTO Elt). Die Aufsichtsbehörde ist somit in der Lage, etwaige überhöhte Kostenansätze, überhöhte Gewinne der EVU oder Kostenverschiebungen zu Lasten von Kundengruppen nachzuprüfen und zu unterbinden.

3.1 Der Pflichttarif

Die Bundestarifordnung Elektrizität sieht Pflicht- und Wahltarife vor. Der Pflichttarif regelt den normalen Strombezug von Haushalten, Landwirtschaft und Gewerbe. In diesem Fall bleibt es dem Kunden unbenommen, zu welchem Zeitpunkt und in welchem Umfang er Strom bezieht. Daneben gibt es die Schwachlast- und die Wärmepumpenregelung, die den Strombezug an bestimmte Voraussetzungen binden und dafür preislich günstiger sind.

Der Pflichttarif richtet sich zunächst einmal nach der Menge des verbrauchten Stroms. Der Kunde muß also um so mehr bezahlen, je mehr Kilowattstunden er aus dem Netz des Stromversorgers bezogen hat. Er zahlt damit einen Preis entsprechend der in Anspruch genommenen elektrischen Arbeit.

Neben diesem Arbeitspreis wird dem Kunden aber auch ein Preis für die in Anspruch genommene elektrische Leistung berechnet. Das ist jene Leistung, die der Kunde im Durchschnitt dem Stromnetz entnimmt. Auch wenn der Kunde diese Leistung nicht jederzeit oder gar nicht in Anspruch nimmt, muß der Stromversorger zumindest damit rechnen und deshalb für alle Fälle gerüstet sein. Mit dem Leistungspreis vergütet der Kunde die Vorhaltung entsprechend dimensionierter Kraftwerks- und Netzkapazitäten durch den Stromversorger.

Für Kunden mit einem durchschnittlichen Stromverbrauch (um 2000 bis 4000 kWh jährlich) wird der Leistungspreis der Einfachheit halber pauschal angesetzt. Dazu gehören praktisch alle Haushalte. Eine individuelle Leistungsmessung erfolgt erst bei größeren Verbrauchern mit einem jährlichen Stromverbrauch von 10 000 bis 15 000 Kilowattstunden. Sie registriert automatisch die Verbrauchsspitzen innerhalb von beispielsweise 96 Stunden oder bei noch größeren Kunden innerhalb einer Viertelstunde.

Neben Arbeits- und Leistungspreis stellen die Stromversorger ihren Kunden noch einen Verrechnungspreis für die Überlassung des Zählers und das Inkasso in Rechnung. Dieser ist vom Verbrauch unabhängig. Der Aufwand für die Abrechnung bleibt schließlich derselbe.

Das bedeutet nun aber nicht, daß alle drei Posten auf der Stromrechnung gesondert ausgewiesen werden. Es kann durchaus sein, daß der Arbeits- und der Leistungspreis in einem einzigen „Verbrauchspreis“ zusammengefaßt sind. In diesem Fall ergibt sich dann ein „linearer Tarif“.

Davon zu unterscheiden ist eine spezielle „Verbrauchspreis“-Regelung für Kunden mit sehr geringem jährlichen Stromverbrauch (deutlich unter 1000 Kilowattstunden). Bei ihnen würde der Leistungspreis gegenüber dem Verbrauch unverhältnismäßig stark zu Buche schlagen. Deshalb wird auf diesen verzichtet und anstelle des reinen Arbeitspreises von durchschnittlich etwa 23 Pfennig je Kilowattstunde ein annähernd doppelt so hoher Verbrauchspreis berechnet.

Da der Leistungspreis im Normalfall ohnehin pauschaliert ist, braucht ein Neukunde dem Stromversorger nicht mehr anzugeben, wie viele Räume er hat oder welche Geräte er anzuschließen gedenkt. Der Stromversorger will allenfalls noch wissen, ob es sich um einen Haushalts-, Landwirtschafts- oder Gewerbekunden handelt. Im übrigen genügen die Meßwerte des Zählers, um die Stromrechnung zu erstellen.

3.2 Der Schwachlast-Tarif

Die Beanspruchung von Kraftwerken und Stromnetz durch die Verbraucher erfolgt nicht gleichmäßig, sondern mit tages- und jahreszeitlichen Schwankungen (siehe SB Nr. 124, *Das Netz der Stromversorgung*). Deshalb sieht die Bundestarifordnung einen finanziellen Anreiz für solche Verbraucher vor, die ihren Strombezug in die Nachtstunden verlagern, in der die Nachfrage am schwächsten ist. Dies ist die sogenannte Schwachlastregelung. Sie gewährt einen besonders günstigen Arbeitspreis für einen bestimmten Zeitraum des Tages, der im Mittel sieben Stunden beträgt und z.B. von 22 Uhr abends bis 5 Uhr morgens reichen kann.

Der Schwachlasttarif lohnt nur für Kunden, die nachts einen hohen Verbrauch haben bzw. in der Lage sind, stromintensive Anwendungen in die Nachtstunden zu verlagern. Für die zusätzlichen Meß- und Steuereinrichtungen wird nämlich ein höherer Verrechnungspreis erhoben. Zum Ausgleich für die Verbilligung des „Ohnehin-Verbrauchs“ in der Nacht wird ferner ein etwas höherer Arbeitspreis am Tag berechnet. Bei Kunden, die nach der 96-Stunden-Leistungsmessung abgerechnet werden, ist nachts die Erfassung der Leistung ausgesetzt. Bei viertelstündlicher Leistungsmessung gilt diese Vergünstigung nicht.

3.3 Wärmepumpen-Regelung

Bei allen bisher beschriebenen Regelungen liegt es ganz im Ermessen des Kunden, wann er seine Geräte ein- und ausschaltet. Denn schließlich kann nur er wissen, wann er gerade Licht braucht oder den Fernseher einschalten möchte. Es gibt aber einige elektrische Geräte, bei denen es nicht so genau darauf ankommt, zu welchem Zeitpunkt sie ein bestimmtes Maß an Arbeit leisten. Ein typisches Beispiel ist die Wärmepumpe für die Raumheizung. Wenn der Kunde dem Stromversorger die Möglichkeit einräumt, solche Geräte per „Rundsteuerung“ ein- und auszuschalten (siehe SB Nr 124, *Das Netz der Stromversorgung*), erweitert er damit dessen Spielraum beim „Lastmanagement“. Der Stromversorger stellt dafür dem Kunden keinen Leistungspreis-Anteil in Rechnung. Bei der Wärmepumpenregelung zahlt der Kunde also nur für den Verbrauch.

3.4 Bruttopreis-Information

Gemäß § 10 BTO Elt haben die EVU die Verpflichtung, bei Tarifänderungen, im übrigen mindestens jährlich, ihre Kunden in allgemeiner Form über die Tarife, die Höhe der einzelnen Preise sowie die preisgünstigste Versorgung zu unterrichten. Dies geschieht in der Regel durch Anzeigen in den örtlichen Zeitungen. Auf Wunsch sind die Kunden auch zu beraten.

3.5 Allgemeine Versorgungsbedingungen

Die Verordnung über die Allgemeinen Versorgungsbedingungen (AVBEltV) basiert - wie die Bundestarifordnung Elektrizität - ebenfalls auf dem Energiewirtschaftsgesetz. Sie hat die Allgemeinen Geschäftsbedingungen zum Inhalt, nach denen die EVU ihre Tarifikunden beliefern. In ihr finden sich Regelungen zum Vertragsabschluß, zum Umfang der Versorgung, zu den Pflichten bei Versorgungsunterbrechungen, zur Haftung bei Versorgungsstörungen und zur Beschaffenheit bzw. Unterhaltung der kundeneigenen Anlagen. Ziel der Verordnung ist es,

das Rechtsverhältnis zwischen den Versorgungsunternehmen und ihren Tarifikunden ausgewogen zu gestalten und die beiderseitigen Interessen angemessen zu berücksichtigen. Die AVBEltV ist Zwangsinhalt jedes Tarifabnehmervertrages.

3.6 Das Stromeinspeisungsgesetz zur Subvention erneuerbarer Energien

Durch das Stromeinspeisungsgesetz sind die Stromversorger seit 1991 gesetzlich verpflichtet, die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz zu festgelegten Sätzen zu vergüten. Dieses Gesetz erstreckt sich auf Strom, der ausschließlich aus Wasserkraft, Windkraft, Sonnenenergie, Deponiegas, Klärgas oder aus den Produkten der Land- und Forstwirtschaft gewonnen wird. Ausgenommen sind Anlagen aus Wasserkraftwerken, Deponiegas- oder Klärgasanlagen mit einer installierten Generatorleistung über 5 Megawatt sowie Anlagen, die zu über 25 Prozent der öffentlichen Hand, der Elektrizitätswirtschaft oder damit verbundenen Unternehmen gehören.

Der Vergütungssatz richtet sich nach dem Durchschnittserlös aus der Stromabgabe der Elektrizitätsversorgungsunternehmen an alle Verbrauchergruppen (ohne Ausgleichsabgabe und Umsatzsteuer), der in der amtlichen Statistik jeweils für das vorletzte Kalenderjahr veröffentlicht wird. So belief sich beispielsweise 1992 der gesamte Durchschnittserlös pro Kilowattstunde auf 18,81 Pfennig und lieferte so die Berechnungsbasis für die Einspeisevergütung des Jahres 1994.

Die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien wird nicht einheitlich vergütet. Das Gesetz unterscheidet vielmehr drei Vergütungsmöglichkeiten:

- Strom aus Wasserkraft, Deponie- und Klärgas sowie aus Produkten oder biologischen Rest- und Abfallstoffen der Land- und Forstwirtschaft wird mit 80 Prozent des Durchschnittserlöses vergütet (seit der 1994 erfolgten Novellierung; vorher waren es 75 Prozent).
- Für Wasserkraftwerke, Deponiegas- oder Klärgasanlagen mit einer Leistung über 500 Kilowatt gilt die obige Regelung nur für den Teil des eingespeisten Stroms des jeweiligen Abrechnungsjahres, der dem Verhältnis von 500 Kilowatt zur Leistung der Anlage in Kilowatt entspricht. Die Vergütung für den sonstigen Strom beträgt 65 Prozent des Durchschnittserlöses.
- Strom aus Sonnenenergie und Windkraft wird mit 90 Prozent des Durchschnittserlöses vergütet.

Das Stromeinspeisungsgesetz will die Nutzung erneuerbarer Energien fördern, wobei Gesichtspunkte der Rentabilität zurückgestellt werden. Mit seinen pauschalen Vergütungssätzen kann es für einzelne Elektrizitätsversorgungsunternehmen eine erhebliche Belastung bedeuten. Zum Beispiel müssen die im windreichen Norden Deutschlands tätigen Stromversorger den dort eingespeisten Strom aus Windkraftanlagen jährlich mit Millionen Mark subventionieren, da die Höhe der Vergütung nicht dem tatsächlichen Wert des nur unregelmäßig anfallenden Stroms aus Windenergie entspricht. Diese Mehrbelastung haben über die Tarifgestaltung letzten Endes die Stromverbraucher zu tragen. Das Gesetz belastet die Stromverbraucher in ähnlicher Weise wie der „Kohlepfennig“ (siehe unten). Die Stromversorger führen deshalb derzeit einen Musterprozeß, um seine Vereinbarkeit mit dem Grundgesetz durch das Bundesverfassungsgericht klären zu lassen.

Neben dieser gesetzlichen Regelung gibt es bereits seit 1979 eine mehrfach erneuerte Vereinbarung zwischen der deutschen Elektrizitätswirtschaft, dem Bundesverband der Deutschen Industrie und dem Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft über die stromwirtschaftliche Zusammenarbeit. Die Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW) hat auf dieser Basis eine Vergütungsregelung für Stromeinspeisungen aus kleinen Kraftwerken unter besonderer Berücksichtigung einer rationellen Energienutzung ausgearbeitet.

Die sogenannte Verbändevereinbarung galt ursprünglich auch für die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien. Seit Inkrafttreten des Stromeinspeisungsgesetzes ist sie nur noch für die Einspeisung von Strom aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (Blockheizkraftwerke) von Bedeutung.

3.7 Elektrizitätslastverteilungs-Verordnung

Normalerweise sind allein die Stromversorger für den Betrieb von Kraftwerken und Netz verantwortlich. Es gibt auch keine zentrale Instanz zur Lenkung der Stromversorgung, sondern jedes der neun Verbundunternehmen sorgt mit einer eigenen „Lastverteilung“ für den Ausgleich von Nachfrage und Angebot (siehe SB Nr. 124 *Das Netz der Stromversorgung*). Anders im Verteidigungs- oder Spannungsfall: Dann können ein „Bundeslastverteiler“ und ihm nachgeordnete Stellen die Stromversorgung dirigieren. Die Einzelheiten regelt die Elektrizitätslastverteilungs-Verordnung (EltLastV) von 1976 auf der Grundlage des 1965 erlassenen Wirtschaftssicherstellungsgesetzes. Diese Notstands-Verordnung darf aber nur dann

Anwendung finden, wenn der Bundestag nach Artikel 80a des Grundgesetzes mit Zweidrittelmehrheit den Eintritt des „Spannungsfalles“ festgestellt hat.

Inzwischen Vergangenheit: Verstromungsgesetz und „Kohlepfennig“

Unter dem Eindruck der Energiekrise von 1973 wurde das 3. Verstromungsgesetz (3. VG) erlassen, das die Errichtung neuer Öl- und Gaskraftwerke sowie den Einsatz von Öl und Erdgas in den bestehenden Kraftwerken genehmigungspflichtig machte. Vor allem aber sah es die Erhebung einer Ausgleichsabgabe („Kohlepfennig“) vor, um die Verstromung deutscher Steinkohle sicherzustellen, die inzwischen wesentlich teurer als ausländische Steinkohle war und deshalb nicht mehr konkurrieren konnte. Der Kohlepfennig wurde seit 1975 als prozentualer Aufschlag für den Strompreis erhoben. Er belief sich zuletzt (1995) im Bundesdurchschnitt auf 8,5 Prozent und belastete die Stromverbraucher mit rund sieben Milliarden Mark jährlich. Ende 1994 erklärte das Bundesverfassungsgericht die entsprechende Regelung des 3. VG für unvereinbar mit dem Grundgesetz, weil den Stromverbraucher keine besondere Verantwortlichkeit für die Finanzierung der Kohleverstromung treffe. Der Kohlepfennig sei deshalb eine unzulässige „Sonderabgabe“.

Eine vom Bundestag bereits beschlossene Verlängerung des Kohlepfennigs für 1996 mit Ausweitung auf die neuen Bundesländer in halber Höhe durfte nach dem Urteil aus Karlsruhe nicht mehr in Kraft treten. Seitdem gehört der Kohlepfennig der Vergangenheit an.

3.8 Umweltschutz-Gesetzgebung

Von den gesetzlichen Bestimmungen zum Umweltschutz sind für die Stromversorger besonders das Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) von 1974 und die Großfeuerungsanlagen-Verordnung (GFAVO) von 1983 von Bedeutung. Das BImSchG bildet die allgemeine gesetzliche Grundlage für den Schutz vor „schädlichen Umwelteinwirkungen“, wie sie neben anderen Industrieanlagen auch von Kraftwerken ausgehen können. Die GFAVO verpflichtet die Betreiber von „Großfeuerungsanlagen“ mit einer Wärmeleistung über 50 Megawatt (bei Erdgas 100 Megawatt) zur Einhaltung bestimmter Grenzwerte beim Ausstoß an Kohlenmonoxid, Schwefeldioxid, Stickoxiden, Staub sowie Chloriden und Fluoriden. Sie gilt mithin auch für alle größeren Kraftwerke, soweit diese die elektrische Energie aus der

Verbrennung fossiler Brennstoffe erzeugen. Für kleinere Anlagen bzw. Kraftwerke werden die zulässigen Emissionen auf der Grundlage des BImSchG durch die Technische Anleitung (TA) Luft geregelt, die z.B. auch für den Schadstoff-Ausstoß von Autos gilt. Die Stromversorger haben auf dieser gesetzlichen Grundlage enorme Anstrengungen unternommen, um die Emissionen ihrer Kraftwerke möglichst gering zu halten, und dabei auch große Erfolge erzielt (siehe SB Nr. 116 Rauchgasreinigung).

3.9 Brauchen wir ein neues Energierecht?

Die heute geltenden Rechtsgrundlagen in der Elektrizitätsversorgung sind umstritten. Schon seit längerem wird von Teilen der Politik eine Reform des deutschen Energierechts gefordert. Kernpunkt dieser Änderungswünsche ist stets das Verlangen nach mehr Wettbewerb in der Elektrizitätsversorgung. So sah auch der im Herbst 1993 vorgelegte Entwurf des Bundeswirtschaftsministeriums für eine Energierechtsnovelle vor, den Schutz der geschlossenen Versorgungsgebiete aufzuheben und mehr Wettbewerb einzuführen. Flankierend sollte eine verschärfte Durchleitungsverpflichtung wirken. Ziel war also die Eröffnung alternativer Bezugsmöglichkeiten für einzelne Abnehmer.

Der BMWi-Vorschlag konnte sich jedoch nicht durchsetzen. Schon andere Bundesministerien hatten grundlegende Zweifel an dem verfolgten Konzept angemeldet. Entsprechende Wettbewerbsstrukturen bergen nämlich die Gefahr, daß wenige große Abnehmer begünstigt würden, die Masse der Kunden aber Nachteile zu tragen hätte. Zudem hat die Stromwirtschaft stets darauf hingewiesen, daß der Schlüssel zu günstigeren Strompreisen nicht in der Schaffung von mehr Wettbewerb, sondern bei der Reduzierung von Sonderlasten liege. Dabei ist insbesondere auf die Verpflichtung zur subventionierenden Vergütung der Stromerzeugung aus regenerativen Energien sowie die Behinderung der Kernenergie hinzuweisen.

Energieversorgung kann nicht mehr ohne den Blick auf die Europäische Union betrieben werden. Beispiele dafür sind der wachsende Stromhandel über das westeuropäische Verbundnetz, kapitalmäßige Verflechtungen zwischen international tätigen Versorgungsunternehmen und gemeinsame Investitionsvorhaben. Für diese internationalen Bemühungen existiert ein vergleichsweise kleiner Rechtsrahmen. Europäische Rechtsprechung zu Elektrizitätswirtschaftlichen Fragen fehlt noch fast vollständig. Trotzdem hat auch das europäische Energierecht eine wichtige Bedeutung erlangt.

Intensiv wird diskutiert, welchen Einfluß der EG-Vertrag auf die heutigen Ordnungsstrukturen der Stromversorgung hat. So versucht zur Zeit das Bundeskartellamt, die deutschen Gebietsschutzverträge über das europäische Kartellrecht auszuhebeln.

Ferner ist auf die Bemühungen zur Schaffung eines EU-Binnenmarkts für Elektrizität hinzuweisen. Die EU-Kommission hat schon mehrere Entwürfe für eine Richtlinie zum Elektrizitäts-Binnenmarkt vorgelegt. Dabei wird darum gerungen, ob und in welchem Maße energiepolitische Kompetenzen der Nationalstaaten auf europäische Institutionen übertragen werden sollen.

Bereits bestehende europäische Regelungen für den Strombereich sind die Transit-Richtlinie, die den Stromtransport über Verbundnetze betrifft, und die Preistransparenz-Richtlinie, die ein Meldeverfahren für vom industriellen Endverbraucher zu zahlende Strompreise vorsieht.

3.10 Friedliche Nutzung der Kernenergie

Das seit 1953 geltende Atomgesetz formuliert die Rahmenbedingungen für die friedliche Nutzung der Kernenergie in Deutschland und damit für rund ein Drittel der gegenwärtigen Stromerzeugung (siehe SB Nr. 119, *Strom aus Kernkraft* und SB 120 *Entsorgung*). Es enthält Regelungen für das Genehmigungsverfahren, den Bau und die Betriebsüberwachung von kerntechnischen Anlagen, für Besitz, Verwahrung und Transport radioaktiver Stoffe, für die Entsorgung kerntechnischer Anlagen, für den Schutz vor radioaktiven Gefahren und für die Versicherung von Schadenersatzpflichten. Die Details werden durch Verordnungen geregelt.

Die Sicherheitsanforderungen an Kernkraftwerke wurden 1994 nochmals erhöht: Nach § 7 Abs. 2a Atomgesetz dürfen neue Anlagen nur dann genehmigt werden, wenn selbst im unwahrscheinlichen Fall einer Kernschmelze „einschneidende Maßnahmen zum Schutz der schädlichen Wirkung ionisierender Strahlen außerhalb des abgeschlossenen Geländes der Anlage nicht erforderlich“ werden.

Strompreisaufsicht, Least-Cost Planning und Förderung der regenerativen Energien

Dr. Schulte Janson

Ministerium für Wirtschaft und Mittelstand,
Technologie und Verkehr des
Landes Nordrhein-Westfalen
Referat 526
Haroldstraße 4
40213 Düsseldorf

I. Strompreisaufsicht

Energiepreisaufsicht und wettbewerbliche Marktwirtschaft, paßt das zusammen?

Die Antwort ist schon in der Frage versteckt. Beim Strom als leitungsgebundener Energie gibt es für viele Abnehmer nicht die Möglichkeit, den Strom bei einem anderen Konkurrenten einzukaufen.

Jedenfalls ist dies derzeitig so. Die neue Richtlinie der Europäischen Union (EU) zur Verabschiedung gemeinsamer Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt wird dies schrittweise ändern. Diese Richtlinie, gerichtet an die Mitgliedsstaaten der EU sieht eine völlige Liberalisierung in Zeitschritten bis zum Jahre 2002 vor. Ähnliche, wenn nicht sogar weitergehende Schritte sieht der Entwurf für ein Artikelgesetz zum Energiewirtschaftsgesetz der Bundesregierung vor, der ebenfalls in Kürze verabschiedet werden soll.

Die folgenden Ausführungen basieren jedoch zunächst auf den bestehenden Rechtsnormen.

Der Kunde ist für seinen Stromeinkauf an einen Lieferanten gebunden. Dies gilt, weil einfache Rechnungen zeigen, daß Kostenvorteile bei der Erzeugung von Elektrizität, wie sie bspw. aufgrund des Einsatzes verschiedener Energien (Kohle, Gas, Uran, Öl, Sonne, Wasser etc.) gegeben sein können, durch die Kostennachteile einer für eine Wahlmöglichkeit des Kunden zwischen verschiedenen Lieferanten notwendigen doppel- oder dreifach-Verlegung von Leitungen mehr als aufgewogen werden.

Manche sprechen daher von einem natürlichen Monopol. Die Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) bewerben sich jedoch um die Belieferung von Kunden in einem bestimmten Gebiet - dem Konzessionsgebiet -. Untereinander grenzen sich regionale und überregionale EVU gegenseitig durch Demarkationen - Demarkationsgebiete - ab.

Was die Abnehmerseite betrifft, so sind große Kunden, wie bspw. große Unternehmen und weiterverteilende EVU in der Lage, durch Konkurrenzenergien (Gas, Öl) ihren Stromeinkauf zu mindern oder gar mit eigenen (Block-)Kraftwerken ihren Strom selbst zu erzeugen. Aus diesem letztgenannten Grund ist die Energiepreisaufsicht auf den Bereich der Tarifikunden beschränkt. Tarifikunden sind Haushalte, Landwirtschaft und Gewerbe. Dabei versteht man unter Tarifen staatlich bzw. behördlich genehmigte Preise.

Industrieunternehmen und weiterverteilende EVU (Stadtwerke, Kreiswerke, Elektrizitätsgenossenschaften) unterliegen dem Schutz der Kartellaufsicht. In der Bundesrepublik Deutschland werden etwa 50 % des Stromumsatzes und etwa 40 % des Stromabsatzes mit Tarifikunden abgewickelt. Ausgeübt wird die Strompreisaufsicht von den Wirtschaftsministerien der Bundesländer gegenüber den im jeweiligen Bundesland mit ihrem Hauptsitz befindlichen EVU. Die Gesetz- bzw. Verordnungsgebung erfolgt durch den Bund unter Beteiligung der Länder (Bundesrat).

1.

Gesetzlich basiert die Strompreisaufsicht - eigentlich richtiger die Stromtarifaufsicht - auf dem Energiewirtschaftsgesetz von 1935 (EnWG RGBl. I S. 1451), hier dem § 7, der eine sichere und preisgünstige Energieversorgung verlangt. Bis zur Aufhebung der 1936 erlassenen Preisstopverordnung im Jahre 1982 wurde die Preisstopverordnung ebenfalls als Gesetzesgrundlage für die Stromtarifaufsicht und damit für die Genehmigungspflicht bei von EVU beabsichtigten Tarifierhebungen herangezogen. Seit 1971 gibt es eine Bundestarifordnung Elektrizität (BTO Elt v. 26. Nov. 1971 BGBl. I S. 1865), die im Detail die Vorgehensweise für EVU und Genehmigungsbehörde bei Tarifierhebungen regelt. Diese Tarifordnung ist am 18. Dezember 1989 in vielen Punkten grundlegend novelliert worden und seit dem 1. Januar 1990 in Kraft (BTO Elt v. 18. Dezember 1989 8G81. I. S. 2755).

Die alte BTOelt baute im Grunde genommen auf den Richtlinien für die Gestaltung von Kleinabnehmertarifen des Jahre 1931 auf, d.h. sie sah einen Tarifaufbau aus Arbeitspreis in Pf/kWh, Grundpreis in Anlehnung an nichtelektrische Größen wie z.B. Raumanzahl, Hektar Ackerfläche oder Leistung der vorhandenen elektrischen Beleuchtung und Maschinen und Zählerpreis vor.

Demgegenüber stellt die neue BTOelt auf elektrisch zu messende Arbeits- und Leistungsgrößen ab.

Ich möchte jetzt nicht auf die sicher sehr beachtlichen Unterschiede zwischen der alten und der neuen BTOelt eingehen. Statt dessen möchte ich die Grundzüge der für die Energiepreis (-tarif)aufsicht besonders wichtigen §§ 1 und 12 der neuen BTOelt skizzieren.

2.

Der § 1 ist der Schlüsselparagraph der BTOelt.

Hier sind die Ziele für die Tarifierung genannt. Diese Ziele sind nicht einander unterstützend, sie sind z.T. sicher einander entgegengesetzt. Im einzelnen heißt es: "EVU haben Tarife anzubieten, die den Erfordernissen

- einer möglichst sicheren und preisgünstigen Elektrizitätsversorgung,
- einer rationellen und sparsamen Verwendung von Elektrizität,
- der Ressourcenschonung und möglichst geringen Umweltbelastung genügen."

Dazu müssen sich die Tarife an den Kosten der Elektrizitätsversorgung orientieren. Sie sind so zu gestalten, daß sie für den Kunden verständlich sind und ein ausgewogenes Tarifsyst~~em~~ bilden.

Da in der Bundesrepublik kontinuierlich, d.h. bei jeder Strompreisgenehmigung neue Tarifsstrukturen eingeführt werden, ist die Strompreisaufsicht primär an der Einhaltung dieser Ziele interessiert. Nur wenn neue Tarife diesen Zielen genügen, können sie genehmigt werden. Dieser Schritt ist gegenwärtig für alle Preisaufsichtsbehörden der Länder sehr wichtig. In NRW sind die größten Elektrizitätsversorgungsunternehmen der Bundesrepublik Deutschland ange-

siedelt, daher gilt dies besonders auch für die Energiepreisaufsicht Nordrhein-Westfalens gegenüber solchen Unternehmen wie RWE Energie AG, Essen, Vereinigte Elektrizitätswerke Westfalen (VEW) AG, Dortmund, Elektromark AG Hagen, sowie etwa 100 Stadt- und Kreiswerken. Darunter so große Städte wie Köln, Düsseldorf, Duisburg, Bochum, Hamm, Bonn, Aachen, Siegburg etc., um nur wenige zu nennen.

Diese wichtige Aufgabe soll jedoch nicht die "gewöhnliche" Tätigkeit der Preisaufsichten der Länder mindern.

Die "gewöhnliche" Tätigkeit wird in § 12 BTOelt genauer beschrieben. Es handelt sich um die Tariffhöhe. Das Produkt aus Preis, hier Tariffhöhe und Menge, hier Tariffmengengerüst, ergibt ja die Erlöse des EVU im Tariffkundenbereich. Diesen Erlösen stehen die von den Tariffkunden verursachten Kosten der Stromerzeugung und -verteilung gegenüber. Das sind die beiden hier benötigten Stichworte.

Die Kosten- und Erlöslage der EVU bildet den Ausgangspunkt jeder preisaufsichtlichen Tariffgenehmigung. Der § 12 BTOelt soll nicht im Detail wiedergegeben werden. Statt dessen wird hier die praktische Vorgehensweise der NRW-Preisaufsicht dargestellt.

3.

Ende der 70'er Jahr wurde, ausgehend vom K-Bogen der Preisbehörden unter Mitwirkung einer Unternehmensberatungsgesellschaft der NRW-Erhebungsbogen vom nordrhein-westfälischen Ministerium für Wirtschaft und Mittelstand, Technologie und Verkehr entwickelt. Eingeschaltet in diese Entwicklung waren auch namhafte EVU aus NRW. Dieser NRW-Erhebungsbogen ist ständig weiterentwickelt und an gesetzliche Änderungen angepaßt worden. Zuletzt geschah dies im Frühjahr 1990 als Folge der neuen BTOelt.

Gegenwärtig findet noch einmal eine Überarbeitung im Rahmen einer Arbeitsgruppe des Bund-Länder-Ausschusses "Energiepreise" statt, die bis Ende 1996 in eine neue möglichst bundeseinheitliche Arbeitsanleitung -betriebswirtschaftliche Details sollten einheitlich geregelt werden - münden soll. Der NRW-Erhebungsbogen fordert, in vielen Unterpunkten EVU-Daten aus folgenden Bereichen ab:

I.A. Für den Elektrizitätsbereich der Unternehmen

I.B. Für die Elektrizitätsversorgung (z.B. Installierte Netto-Leistung, Brennstoffverbrauch, Stromaufkommen, Kunden, Versorgungsnetze)

II.A. Erlöse (z.B. Haushalte, Gewerbe)

II.B. Kosten (z.B. Brennstoffe, Löhne, Abschreibungen)

II.C. Anteilsrechnung für einzelne Kraftwerke

Anlagen zur Zählerpreiskalkulation, (1) und zum Mengengerüst der Tarife (2).

Aus der Gleichung: Erlös-Kosten = Gewinn läßt sich im Endergebnis der dem EVU wirtschaftlich zumutbare, der "angemessene Gewinn" lt. Daten des Erhebungsbogens ermitteln. Wird dieser Gewinn in der Planung nicht erreicht, so kann eine Tarifierhebung genehmigt werden. Das jedenfalls ist der dem § 12 BTOelt zugrundeliegende Gedanke. Wie Sie vielleicht schon ahnen, ist diese Skizzierung zu schön, zu einfach, um wahr zu sein. Ohne zu viele Verkomplizierungen und ohne zu viele Details sollen jedoch noch einige wichtige zusätzliche Dinge erwähnt werden.

Zunächst zum o.g. Begriff der von den Tarifikunden verursachten Kosten der Stromversorgung, Elektrizität wird durch das EVU in einem Kraftwerk erzeugt, durch ein Fortleitungs- und Verteilungsnetz zum Abnehmer transportiert und durch eine Verwaltung verwaltet. Die gesamten dabei entstehenden Kosten sollen jedoch dann auf die beiden Abnehmergruppen Sondervertragskunden also große Unternehmen und EVU-Weiterverteiler sowie Tarifikunden, also Haushalte, Landwirtschaft und Gewerbe geschlüsselt werden.

Diese Schlüsselung erfolgt mittels an elektrischen Meßwerten orientierten Kostenträgerrechnungen. Das Ergebnis der Kostenträgerrechnung zeigt den Kostenanteil der beiden o.g. Abnehmergruppen auf. Nach dem Anteil der Tarifikunden bemißt sich dann auch die notwendige Tarifierhebung.

4.

Ein zweiter Punkt ist für die Energiepreisaufsicht wichtig. All die v.g. Überlegungen gelten nämlich lt. § 12 BTOlt nur für elektrizitätswirtschaftlich rationelle Betriebsführung. Die Erfüllung dieses Kriteriums kann nur durch den Vergleich möglichst vieler EVU überprüft werden. Die Preisaufsicht in Nordrhein-Westfalen hat betriebliche Verhältniszahlen gebildet, wie sie teilweise auch von den EVU für den zwischenbetrieblichen Vergleich benutzt werden. Diese Verhältniszahlen beziehen sich auf technische, elektrizitätswirtschaftliche, bilanzielle, personelle, organisatorische und allgemeine kaufmännische Faktoren. Diese Verhältniszahlen bzw. Kennziffern bilden lediglich Indikatoren, anhand derer geprüft wird, inwieweit Unterschiede in den Kennziffern zwischen den einzelnen EVU auf strukturelle Gegebenheiten bei den betreffenden EVU oder z.B. auf besondere unternehmerische Leistungen oder Nichtleistungen zurückzuführen sind. Zeigt, also eine Kennziffer eine Abweichung größerer Art an, so ist dies zunächst lediglich Grund dafür, diesen Bereich eingehend zu erörtern. Ergibt sich jedoch aus dieser Erörterung eine elektrizitätswirtschaftlich unrationelle Betriebsführung in einem Teilgebiet, so werden die angegebenen Kosten nicht in voller Höhe anerkannt. Es erfolgt eine Kürzung.

Als Beispiele sind zu nennen:

zu geringe Auslastung der Kraftwerke

zu hohe Einstandspreise für Brennstoffe

überhöhte Kosten für Fortleitung und Verteilung

überdurchschnittlich hoher Brennstoffeinsatz pro kWh usw.

Es ist selbstverständlich, daß bei der Prüfung der "elektrizitätswirtschaftlich rationellen Betriebsführung" jeweils nur solche EVU miteinander verglichen werden, die von ihrer Struktur und Größe her gesehen auch miteinander vergleichbar sind. Dieser Prüfpunkt ist innerhalb des § 12 BTOlt sehr wichtig. Daten hierzu werden derzeit nur innerhalb NRW's verglichen, an einen Vergleich über die Bundesländergrenzen hinaus ist jedoch gedacht. Die Anwendbarkeit von Kennzahlensystemen und verbalen Erläuterungen zu Effizienzkriterien wird seit Aufkommen derartiger Systeme diskutiert. Während der unternehmensindividuelle Zeitreihenvergleich

zumeist als sinnvoll angesehen wird, obwohl er, isoliert betrachtet, nur die Fortschreibung und Widerspiegelung unrationellen Verhaltens darstellen könnte, wird ein zwischenbetrieblicher Quervergleich werden der vielen, zu Differenzierungen zwingenden, unternehmensindividuellen Faktoren zumeist als problematisch angesehen. Global beurteilt ist dem zuzustimmen. Dennoch wird davon ausgegangen, daß bei Beachtung der gegenüber Kennzahlen berechtigten Vorbehalte sehr wohl eine Wertung rationeller Betriebsführung erfolgen kann. Dies gilt insbesondere in Verbindung mit verbalen Erläuterungen zu einzelnen Kennzahlenwerten und zusätzlichen Erläuterungen zu nicht kennzahlenmäßig erfaßten Kriterien.

Probeweise ist der Kriterienkatalog auf zwei EVU angewendet worden, soweit die Daten hierfür bereits aus vorliegenden Anträgen verfügbar waren. Zur weiteren Praktikabilitätsprüfung des aufgestellten Kriterienkataloges müßten die Daten aller in die Preisprüfung einzuschließenden EVU ausgewertet werden. Die Aufbereitung dieser Daten sowie ihre rationelle Handhabung sollte mittels EDV erfolgen. Hierbei können sich Modifizierungen des Kriterienkatalogs ergeben.

6.

Bei der Prüfung von Tarifanträgen ist nach § 1 BTOElt auch zu berücksichtigen, welche Tarife von anderen EVU bei vergleichbaren Versorgungsverhältnissen angeboten werden. Dieser Prüfpunkt enthält ein kartellrechtliches Element, das der ansonsten in der BTOElt üblichen Kosten- und Erlösbetrachtung nicht entspricht. Auch hierbei gilt, daß ja die Struktur der Unternehmen recht unterschiedlich ist. Es müssen somit Unternehmen zusammengefaßt betrachtet werden, wie sie von ihrer Grobstruktur zueinander passen, d.h. also beispielsweise Stadtwerke von größeren Städten werden untereinander verglichen, überregionale EVU werden miteinander verglichen und Weiterverteiler bei kleineren Städten und Gemeinden werden miteinander verglichen.

Unterschiedliche Tarifstrukturen, wie sie nach der seit 1.1.1990 gültigen BTOElt möglich sind, beispielsweise zwischen Lieferant und Verteiler bzgl. der Tarifhöhe zu vergleichen, ist u.a. nur mittels einer entsprechenden Durchschnittsrechnung möglich.

Organisatorisch ist die Energiepreisaufsicht in NRW im Ministerium für Wirtschaft und Mittelstand, Technologie und Verkehr angebunden. Sie ist Referatsaufgabe innerhalb der Gruppe rationelle Energienutzung innerhalb der Abteilung Energie Kohle, Bergwesen. Die Arbeit in-

nerhalb des Referats bezieht sich z.Zt. überwiegend auf die Energiepreisaufsicht, inklusive Least-Cost Planning und Förderung regenerativer Energien im Rahmen der Strompreisaufsicht. Sie umfaßt jedoch auch die beiden Gebiete Strukturfragen der Energieversorgung und Konzessionsabgabewesen. Eine enge Zusammenarbeit erfolgt einmal mit anderen Referaten der Gruppe/Abteilung, zusätzlich jedoch auch mit der Kartellgruppe, dem Verbraucherreferat und dem Justitiariat des Ministers für Wirtschaft und Mittelstand, Technologie und Verkehr Nordrhein-Westfalen.

II. Least-Cost Planning

Der Begriff Least-Cost Planning ist bereits seit etwa 1985 in seinen vielfältigen Facetten von US-amerikanischen Autoren beleuchtet worden.

Die gesetzlichen Regelungen bzw. die Eingriffsmöglichkeiten von Energieaufsicht, Preisaufsicht und Kartellbehörde - in den USA die Public Utility Commission und die Energy Commission in den Bundesstaaten - sind tendenziell in der Bundesrepublik Deutschland, was den gesamten Energiesektor betrifft, schwächer als in den USA.

Das Instrumentarium der Regulierung im Bereich der leitungsgebundenen Energien ist, was Angebots- und Nachfrageseite betrifft, in den USA kontinuierlich seit Ende des 19. Jahrhunderts bis heute bereitgestellt und ergänzt worden. Clemens Arzt hat in seiner Studie "Strompreisaufsicht im Vergleich" detailliert diese Entwicklung aufgezeichnet. Diesen, z.T. als Case-Law gewachsenen Instrumentarien steht in der Bundesrepublik Deutschland ein bis dato relativ einfaches gesetzliches Regelwerk gegenüber.

Rechtliche Grundlagen für die Regulierung speziell im Bereich der leitungsgebundenen Energien ist das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG vom 13. Dezember 1935 (RGBl. I S. 1451) in der Fassung vom 19. Dezember 1977 (BGBl. I S. 2740) sowie das Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB vom 27. Juli 1957 (BGBl. I S. 1081) in der Fassung vom 20. Februar 1990 (BGBl. I S. 235)).

Hierauf basieren zahlreiche Verordnungen wie z.B. die Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Gasversorgung von Tarifkunden (AVBGasV vom 21. Juni 1979 (BGBl. I S.

676)) und die für den Strombereich geltende Bundestarifordnung Elektrizität (BTOElt vom 18. Dezember 1989 (BGBl. I S. 2255)).

Bemerkenswert ist das Hinzukommen des Stromeinspeisungsgesetzes vom 7. Dezember 1990 (BGBl. I S. 2633). Dieses Gesetz ist vielleicht später einmal als ein ähnlicher Umkehrpunkt zu bewerten, wie der PURPA im Jahre 1978 in den USA.

Abweichend von den US amerikanischen Gegebenheiten und auffällig ist zunächst die von einer Preisaufsicht bei uns vorgenommene Ausklammerung des Sondervertragssektors. Angemerkt werden soll hier auch das von der Deregulierungskommission in ihrem Bericht zur Stromwirtschaft u.a. erwähnte undurchdringbare Beziehungsdickicht zwischen Eigentümern, Managern und Aufsicht von EVU, wie es in manchen Fällen gegeben sein soll.

Dennoch läßt sich das aufsichtsrechtliche und das aufsichtspraktische Instrumentarium im Sinne von Least-Cost Planning auch in den Bundesländern der Bundesrepublik intensiver einsetzen.

Die Preisreferenten des Bundes und der Länder haben sich in einem Grundsatzpapier darüber geeinigt, daß solche Maßnahmen, die zu einer Effizienzverbesserung der Energiedienstleistungsversorgung der Bürgerinnen und Bürger im Wege des Least-Cost Planning bei rationaler Betriebsführung führen preisaufsichtlich genehmigungs- und anererkennungsfähig sind.

1.

Für die Angebotsseite (supply-side) ist zunächst u.a. eine Schätzung der verschiedenen Energiebedarfsmengen eine der Voraussetzungen. Diese Vorausschätzungen werden für den Elektrizitätsbereich in der öffentlichen Stromversorgung wesentlich von den, in der Deutschen Verbund Gesellschaft (DVG), einem Gremium der größten acht deutschen Elektrizitätsversorgungsunternehmen zusammengeschlossenen EVU bestimmt. Auch wenn deren Schätzungen zunächst nur die unmittelbar beteiligten Unternehmen betreffen, haben sie in der gegenwärtigen Praxis eine weitergehende Bedeutung.

Mit Kenntnis des Kraftwerksparks und evtl. neuer Bedarfsschwerpunkte läßt sich nach Schätzung des zukünftigen Bedarfs dann ein Kraftwerkersatz- oder -neubau zeitlich, örtlich und kapazitäts- und brennstoffmäßig planen.

Beschränkt auf den Energierechtsbereich gesehen (hinzu kommen u.a. Umweltrecht, Planungsrecht, Gewerberecht), erhält das für den vorgesehenen Kraftwerksbau zuständige Bundesland eine § 4 EnWG-Anzeige. Diese geht im entsprechenden Ressort der Landesregierung ein.

Hier kann nunmehr, auch im Rahmen der gegebenen gesetzlichen bzw. aufsichtsbehördlichen Regelung eine Vorgehensweise im Sinne des Least-Cost Planning gewählt werden.

Es soll an dieser Stelle betont werden, daß der Begriff "Minimalkostenplanung" so interpretiert werden muß, daß er sowohl betriebswirtschaftliche Kosten als auch externe Kosten einschließt.

Der Adressat einer § 4 EnWG-Anzeige muß entscheiden, ob er eine Beanstandung oder gar Untersagung vornimmt, wenn das angezeigte Kraftwerksprojekt nicht mit seinen Zielvorstellungen übereinstimmt. Maßstab für diese Zielvorstellungen ist die Förderung des Gemeinwohls.

Um hierbei gleich von Beginn an eine Palette aller Möglichkeiten zur Deckung der beabsichtigten Kraftwerkskapazität zu haben, sollte zukünftig eine Ausschreibung - "Bidding" - durch die zuständige Behörde vorgenommen werden.

Diese Ausschreibung fordert alle potentiellen Kraftwerksbetreiber auf, die benötigte Kapazität - oder eine Teil-Kapazität anzubieten.

Die eingehenden Projektangebote werden nach mehreren, gewichteten Kriterien beurteilt. Diese Kriterien können beispielsweise sein: Projektgesamtpreis, Umweltbeeinflussung, Energiemix, Preisrisiko, Standort, Effizienz der Energieumwandlung, Brennstoffeinsatz.

Die Addition oder auch Multiplikation dieser Kriterien bzw. deren gesamtes gewichtetes Bewertungsausmaß, bei Berücksichtigung evtl. interdependenter Kriterien und entsprechender Austauschverhältnisse - trade-off-functions - liefert im Ergebnis das optimale Projekt.

Dieses Projekt wird dann von der Aufsichtsbehörde für zustimmungswürdig erklärt. Dabei kann sowohl ein Einzelkraftwerk als auch eine Kombination aus verschiedenen Kraftwerken das Projekt bilden. Alle anderen Projektvorschläge erhalten die Mitteilung über eine potentielle Untersagung.

Da ein derartiges Verfahren bei nach wie vor bestehender Einzelbetrachtungspflicht durchaus klassifizierbar bzw. standardisierbar ist, läßt sich für potentielle Investoren eine hohe Planungssicherheit schaffen. Potentielle Investoren könnten mit großer Wahrscheinlichkeit ihren Projekterfolg aufgrund weniger bekannter Faktoren bzw. Kriterien einschätzen.

Obwohl verglichen zur Fläche und Einwohnerzahl der US-Bundesstaaten, die Bundesländer der Bundesrepublik eher kleiner sind, sollte geprüft werden, ob ein derartiges Vorgehen nicht dringlich und wünschenswert angesichts der o.g. Ziele unter Berücksichtigung vor allem von Klima- und Umweltschutz ist.

Die Ausschreibung von Kraftwerken und deren Bewertung anhand von Umweltkriterien-Modellen (environmental dispatching nicht nur in der aktuellen Kraftwerkseinsatzsteuerung sondern quasi im Vorhinein) bedeutet unter den o.g. Gesichtspunkten einen großen Schritt tun.

Das hierbei je nach Beurteilung bzw. der individuellen Kosten-Nutzen-Vorstellungen unterschiedliche Ergebnisse erzielt werden können, ist einleuchtend. Wichtig erscheint die Offenlegung der Entscheidungskriterien und die eindeutige Verantwortung für die Entscheidung. Für derartige Multi-Kriterien-Modelle sind EDV-gestützte Optimierungsmodelle notwendig. Ein Lösungsansatz hierfür ist in Vorbereitung.

2.

Auf der Nachfrageseite (demand-side) spielt u.a. die Gestaltung der Energiespreisstruktur eine wichtige Rolle. NRW hat bezüglich der Inhalte der novellierten Bundestarifordnung Elektrizität (BTOEltr) vom 18. Dezember 1989, die seit 1. Januar 1990 in Kraft ist, wesentliche Ziele verwirklicht.

Bereits Anfang 1991 waren in NRW flächendeckend neue Tarifstrukturen entsprechend der neuen BTOElt genehmigt und von den NRW-Elektrizitätsversorgungsunternehmen eingeführt worden.

Wie schon bei der Novellierung der BTOElt waren die Ziele, daß die Tarifstruktur

- Anreize zum rationellen und umweltschonenden Stromverbrauch gibt;
- möglichst verständlich für den Tarifikunden ist;
- bei der Schwachlastregelung schon für Haushaltskunden vorteilhaft ist;
- verstärkt an den Kosten der Elektrizitätserzeugung orientiert ist.

Diese Ziele sind durch die neuen Tarifstrukturen der nordrhein-westfälischen Elektrizitätsversorgungsunternehmen z.T. weitgehend erreicht. Allerdings ist die Genehmigung von Stromtarifstrukturen ein permanenter Vorgang, so daß Veränderungen auch zukünftig zu erwarten sind.

Der gegenwärtige Linearisierungssatz der Stromtarife in Nordrhein-Westfalen beträgt Anfang 1996 ca. 85 %. D.h. der Anreiz zum Stromsparen durch unmittelbare Verknüpfung von Einsparungen bei der Kilowattverbrauch eines Tarifabnehmers und einer entsprechenden Auswirkung auf der Rechnung beträgt 85 %. Der feste Preisanteil beträgt mithin im arithmetischen Mittel für die Tarifikunden in Nordrhein-Westfalen nur noch 15 %.

Weitere Veränderungen der Nachfrage im Sinne einer Beeinflussung durch andere Stromtarifstrukturen sind durch Hardwareentwicklungen bei Zähl-, Meß-, Regel- und Übertragungssystemen bestimmt. Hier ist ein "on-line"-Zähler anzustreben, der einheitliche Preiskomponenten für alle Stromkunden ermöglicht.

Ein sehr wichtiger weiterer Punkt im Rahmen des "Demand-Side-Management", der nachfrageseitigen Beeinflussung, ist das Anreizen zu stromsparenden Verhalten durch Programme der EVU, d.h. bspw. Beleuchtungs-, Heizungs- und Geräteprogramme.

Das Beispiel eines Austausches herkömmlicher Glühlampen gegen Energiesparlampen ist leicht nachzurechnen:

Im Tarifikundenbereich entfällt ein knapp 10 %-iger Stromverbrauchsanteil auf Strom für Beleuchtungszwecke. Der Stromverbrauch der Tarifikunden beträgt am Gesamtverbrauch des Stroms aus öffentlichem Netz etwa 40 %. Mithin sind etwa 4 % der Gesamtstromabgabe des öffentlichen Netzes für Beleuchtungszwecke bei Tarifikunden bestimmt. Angenommen, es gelänge bei Ersatz herkömmlicher Beleuchtung durch Energiesparlampen diesen Verbrauch lediglich zu halbieren - Energiesparlampen brauchen für gleiche Lichtausbeute nur ca. 1/5 des Stroms herkömmlicher Glühlampen - dann wären dies 2 Prozentpunkte weniger Stromverbrauch. Bei Berücksichtigung einer entsprechenden Benutzungsdauer entspräche dies der Einsparung von Kraftwerken mit mindestens etwa 1.400 MW. Das ist etwa die Leistung zweier Kohlekraftwerke.

Im Sondervertragsbereich bieten Beleuchtungsprogramme nicht so große Einsparpotentiale, da zum großen Teil von Industrieunternehmen schon energiesparsame Leuchtstoffröhren eingesetzt werden. Dafür sind hier elektrische Antriebe und andere Prozesse zu beeinflussen.

Da, wie dieses Beispiel zeigt, Energie- bzw. hier Stromsparen die beste Möglichkeit ist, Umweltbeeinflussungen zu vermindern, setzt die Landesregierung hier im Rahmen der Tarifaufsicht Anreize.

Die Anreize betreffen zunächst Elektrizitätsversorgungsunternehmen, denen im Tarifgenehmigungsverfahren nach § 12 BTOElt die Möglichkeit gegeben wird, derartige Programme im Rahmen des "Least-Cost Planning" unter Gewinnneutralität durchzuführen. Das bedeutet konkret, daß das EVU den Kunden etwa in Form von "Gutscheinen" Hilfe gibt bei Kauf von:

- Energiesparlampen,
- energiesparenden Elektro-Haushaltsgeräten,

- modernen elektrischen Antrieben,
- Nutzung regenerativer Energien zur Stromerzeugung

Die Kosten für diese "Rabatt-Gutscheine" werden im Rahmen des Tarifgenehmigungsverfahrens von der Preisaufsicht anerkannt. Darüber hinausgehende Effekte, wie bspw. sinkender Stromverkauf und damit evtl. Gewinneinbußen beim EVU werden durch eine Aufteilung der durch die Stromeinsparungen erreichten finanziellen Vorteile zwischen Stromkunden und EVU ("profit sharing") sinnvoll berücksichtigt.

Diese Programme können selbstverständlich auch in anderer, komplizierter, als der "Gutschein"-Form ausgestaltet sein. Ein Beispiel wäre das "Contracting" auch bei Tarifikunden.

Dieser Begriff ist aus dem Industriestromkundenbereich her bekannt. "Contracting" bedeutet hier vollständige Energiedienstleistung inklusive Finanzierungsmodell bzw. Darlehensgewährung durch das Energiedienstleistungsunternehmen oder ein anderes Unternehmen (third party financing). Dabei kann ein EVU die Auswahl des Programms durch ein "demand-side bidding", d.h. einen Multi-Kriterien-Ansatz für ein Ausschreibungsangebot vornehmen.

Dies gilt bspw. für die Errichtung eines Blockheizkraftwerkes, das Strom und Prozeßwärme für ein Industrieunternehmen rationeller (d.h. preisgünstiger und umweltschonender bei gleicher Sicherheit der Versorgung) liefert als beim vorherigen Bezug. Zins und Tilgung wird aus den ersparten Bezugskosten geleistet.

Bei einem Tarifikunden würde bspw. die Neubeschaffung eines energiesparenden Gerätes vom EVU als Energiedienstleistungsunternehmen oder einem speziellen Finanz- und Serviceinstitut geleistet, während der betreffende Tarifikunde seine bisherigen Stromkosten solange weiterbezahlt, bis das neue Gerät sein eigenes (Zinsen und Tilgung) ist.

Durch eine solche Maßnahme kann eine schnellere Marktdurchdringung mit energieoptimalen Geräten im Tarifikundenbereich erfolgen, was zu u.U. sprunghafter Abnahme im Stromverbrauch führt. Auch derartig konzipierte EVU-Programme können durch tarifaufsichtliche Hilfen gefördert werden.

Programme werden bereits durchgeführt, etwa Gutscheinaktion für Energiesparlampen, oder sind in Vorbereitung, wie der für den Tarifabnehmer kostenfreie Einbau von Doppeltarifzählern. Größere Programme dieser Art sind das KesS-Programm der RWE Energie AG, das eine Prämie in Höhe von 100 DM für den Kauf energieeffizienter Kühl- und Gefriergeräte, Geschirrspüler und Waschmaschinen ausgelobt hatte. Dieses Programm begann im Oktober 1992 und endete im Februar 1995, d.h. es lief rund 2 Jahre lang und war begleitet von einer groß angelegten Marketingkampagne.

Die Evaluierung dieses bislang volumenmäßig größten LCP-Programms lag beim Wuppertal Institut sowie der Beratungsgruppe Energie + Marketing (BEM).

Das Programm wurde als Pilotprojekt für ein großangelegtes Nachfrageseitig orientiertes LCP nach allen wissenschaftlichen Testmethoden - volkswirtschaftlich, gesellschaftlich, betriebswirtschaftlich - durchweg positiv in der Evaluierung beurteilt.

Für den Herbst 1996 ist eine flächendeckende LCP-Aktion "Helles NRW" geplant. Es nehmen bislang ca. 70 EVU daran teil. Hierbei werden kostenlos oder verbilligt Energiesparlampen an die Stromkunden von den EVU abgegeben.

Bei diesen nachfrageseitigen Programmen ist ein Problem in der Frage der Risikoträgerschaft zu sehen. Hier muß dafür gesorgt werden, daß das Risiko fehlender Erlöse nicht voll bei den Weiterverteilern-EVU liegt, sondern auch von den Erzeugern-EVU und vom Kunden ("risk sharing") getragen wird.

Für Weiterverteilern-EVU kann hier ein Problem liegen, weil die Tarifstruktur für Stromtarifkunden inzwischen aufgrund der Einwirkungsmöglichkeiten des NRW-Wirtschaftsministers in seiner Eigenschaft als Preisaufsichtsbehörde, bei einem Arbeits-/Leistungspreisverhältnis bzw. Variablen/Fixanteil von durchschnittlich ca. 85 % zu 15 % liegt, dasselbe Verhältnis beim Stromlieferungsvertrag für Weiterverteilern-EVU jedoch ca. 65 % zu 35 % beträgt. Das bedeutet, daß ein fast linearer finanzieller Gewinn beim Stromtarifkunden entsteht, wenn er Strom einspart. Das Weiterverteilern-EVU erleidet demzufolge Absatzeinbußen. Bei ihm kommt es, wegen seiner gegenüber dem Erzeugern-EVU deutlich anderen - schlechtere Verhältnisanteile

als beim Stromtarifkunden aufweisende - Stromlieferungsvertragspreisstruktur nicht zu entsprechenden finanziellen Einsparungen. Es besteht ein Preisstrukturhemmnis, das vor allem die nah am Verbraucher operierenden Weiterverteiler-EVU in ihren Bemühungen zur Förderung rationeller Energieversorgung bremsen kann. Dieses spezielle Hemmnis ist erkannt. Möglichkeiten zu einer Beseitigung werden ausgelotet.

Hemmnisse im Kenntnisstand der Tarifkunden, was den neuen Tarifaufbau und dessen Sparanreize betrifft, sind durch verstärkte Informations- und Beratungsleistungen der EVU zügig abzubauen. In seinen Tarifgenehmigungsbescheiden hat das Wirtschaftsministerium NRW den EVU derartige Information und Beratung zur Pflicht gemacht. Die Erfüllung dieser Pflicht ist eine Daueraufgabe; sie wird von der Preisaufsicht immer wieder überprüft.

Weitere Verbesserungen des Kenntnisstandes bezüglich z.B. energiesparender Elektrogeräte werden von der durch das Wirtschaftsministerium geförderten Verbraucher-Zentrale Nordrhein-Westfalen (VZ NRW) und deren Verbraucherbüros sowie deren Energieberater in vielen Kommunen Nordrhein-Westfalens und entsprechender marktneutraler Beratung der EVU-Beratungsstellen unterstützt. Dies schließt oft Musterberechnungen über die finanzielle Vorteilhaftigkeit des Neukaufs eines stromsparenden Gerätes mit ein.

Flankierende Maßnahmen, wie bspw. die auffällige Kennzeichnung energiesparsamer Geräte und deren quantitativ und preislich genügendes Angebot durch die Hersteller sind erforderlich.

Die EU-Kennzeichnung für elektrische Großgeräte nach einem Buchstabensystem und Symbolsystem a bis e ist hier als vorbildlich zu nennen.

3.

Es ist einigermaßen absurd, wenn von einem Unternehmen verlangt wird, es solle den Ast absägen, auf dem es sitzt. Genau das verlangt man jedoch bei Least-Cost Planning, zumindest auf den ersten Blick, von den Energieversorgungsunternehmen (EVU).

Um den Sprung zwischen "Astabsägern" und der Anwendung von Least-Cost Planning zu ermöglichen, soll hier zusammenfassend wiederholt werden, wie das bisherige Preisgenehmi-

gungsverfahren durch neue, Hilfe zum Least-Cost Planning leistende, Preisaufsichtsmechanismen ergänzt werden kann. Dies, wie gesagt, innerhalb jetziger gesetzlicher Regelungen.

Als wichtigste Hilfe und neuer Preisaufsichtsmechanismus ist darüber zu sprechen, welche Kosten bei Least-Cost Planning bzw. im Demand-Side Management (DMS) anerkannt und wie ein schrumpfendes betriebsnotwendiges Eigenkapital zu behandeln ist.

Um ein wirkungsvolles DSM durchführen zu können, bedarf es m.E. eines finanziellen Aufwandes, der pro Jahr zu Kosten von 3 % - 5 % des Umsatzes eines EVU führen kann.

Grundsätzlich sollten von der Preisaufsicht die Kosten für alle DSM-Programme in voller Höhe anerkannt werden, um dem Least-Cost Planning zu einem erfolgreichen Start auch bei unkonventionellen Lösungsansätzen zu verhelfen. Skepsis ist lediglich bei Programmen angebracht, die beispielsweise nur ein Lasttäler-Auffüllen bezwecken (Elektroautos mit Nachtauladung). Halbherzige und kurzatmige Programme bringen oft nur den vermeintlichen Beweis dafür, daß etwas nicht wirkt. Hier ist m.E. sinnvolles "Klotzen" besser als ängstliches "Kleckern".

Die Kosten für DSM können auf Wunsch des EVU aktiviert und abgeschrieben werden; sie gälten dann als betriebsnotwendiges Kapital und erhielten eine entsprechende Verzinsung zugerechnet. Um hier zusätzliche Hilfe zu geben, kann an einen Zuschlag zu der Höhe des Verzinsungssatzes für diesen Teil gedacht werden.

Wenn infolge von DSM das betriebsnotwendige Vermögen (Ersatzinvestitionen sind unnötig) und damit das betriebsnotwendige Kapital schrumpft, ist an die buchmäßige Führung beispielsweise von "Phantomkraftwerken" zu denken, wobei das dafür notwendige "Phantomkapital" entsprechend verzinst wird. Welcher Kraftwerkstyp das ist, muß diskutiert werden.

Ein Teilproblem ist hierbei auch das Lösen von Stromabsatz und Gewinn - "decoupling sales from profits" -. Tritt aufgrund von Demand-Side Management eine nicht vorhergeplante Absatzverringerung ein, so fehlt u.U. der zum geplanten und der Preisaufsicht vorgerechneten Gewinn notwendige Deckungsbeitrag.

Wird hingegen ein höherer Absatz im Tarifsektor erreicht als der geplante, ergibt sich ein höherer gegenüber dem im Tarifgenehmigungsverfahren als angemessen beurteilten Gewinn. Es entsteht in beiden Fällen ein Risiko.

Um dieses Risiko zwischen Unternehmen und Kunden gleichermaßen zu teilen, wird ein Ausgleichskonto geführt. Wird das Ausgleichskonto negativ, so muß eine Tarifierhebung erfolgen.

Für das EVU gilt: Vom Unternehmensgewinn her bleibt das bisherige Niveau erhalten, trotz Durchführung erfolgreichen DSM.

Für den Kunden als Teilnehmer am DSM gilt: Obwohl u.U. der Preis für eine kWh steigt, sinkt seine Gesamtrechnung aufgrund seiner Einsparerfolge.

Damit aber verliert auch notwendigerweise der Faktor "Höhe des Tarifs" seine bisherige Bedeutung.

Der Kunde, der nicht an dem DSM teilnimmt, erfährt zwar insgesamt eine Verteuerung seiner Rechnung; dies ist jedoch geringer als sie ohne DSM wäre, da von steigenden Grenzkosten der Energieversorgung auszugehen ist: Volkswirtschaftlich gilt: bei DSM wird eine insgesamt günstigere Energieversorgung erreicht.

Zusätzlich wäre zu diskutieren, ob nicht, um im Falle von DSM den administrativen Aufwand bei EVU und Preisaufsichtsbehörde zu begrenzen, eine Gleitklausel-Tarif-Anpassung (GTA) angewandt wird. Diese GTA wird alle 1 1/2 Jahre oder alle 2 Jahre in einem stark administrativ verkürzten Tarifgenehmigungsverfahren vorgenommen. Nur noch alle 3 - 4 Jahre kommt eine vollständige Tarifprüfung bzw. ein umfangreiches Tarifgenehmigungsverfahren zum Einsatz. Ein solches Vorgehen setzt allerdings voraus, daß die Faktoren und die Größen der Gleitklausel von den Beteiligten einvernehmlich festgelegt werden.

Auch bleibt es bei außergewöhnlichen Kosten- und/oder Erlösveränderungen dem EVU unbenommen, eine Tarifierhebung zu beantragen.

Schluß

Die Forderung, bei der Energieversorgung nach Maßstäben des Least-Cost Planning vorzugehen und die Schlußfolgerungen im zweiten Bericht der Deregulierungskommission zum Bereich "Stromwirtschaft" bilden z.T. einen interessanten Argumentensatz. Ebenso bemerkenswert ist der wohl augenscheinliche Gegensatz zwischen den Vorschlägen der EG für die Vollendung des Binnenmarktes - Strom und dem Bekenntnis der EG zum Least-Cost Planning. Der Widerstand der Bundesländer und des Bundes gegen die EG-Richtlinien-Vorschläge rührt nicht zuletzt hieraus.

Theoretisch löst sich der Gegensatz, wenn es soweit ist, daß Maßstäbe, die im Verlauf der Least-Cost Planning Diskussion explizit genannt bzw. dem bisherigen Maßstabssystem hinzugefügt wurden, allgemeingültig sind.

III. Förderung der regenerativen Energien

Ein wichtiges Ziel der Energiepolitik der Landesregierung Nordrhein-Westfalen ist die Erhöhung des Beitrags der unerschöpflichen Energien an der Energieversorgung. Sie appelliert daher insbesondere an die Energiewirtschaft, ihren Beitrag hierzu weiter zu erhöhen.

Wegen des dezentralen Charakters der entsprechenden Energiegewinnung ist es nach Auffassung der Landesregierung des weiteren erforderlich, daß die Stromerzeugung Dritter aus den im Stromeinspeisungsgesetz genannten unerschöpflichen Energien ausgeweitet wird. Im Rahmen dieser Zielsetzung und im Einklang mit der Zielsetzung der Bundestarifordnung Elektrizität (möglichst sichere und preisgünstige Elektrizitätsversorgung, rationelle und sparsame Verwendung von Elektrizität, Ressourcenschonung und möglichst geringe Umweltbelastung) ist die Strompreisaufsicht bestrebt, gegebene Handlungsspielräume weitestmöglich auszuschöpfen. Vor diesem Hintergrund hat das Ministerium für Wirtschaft und Mittelstand, Technologie und Verkehr (MWMTV) die folgenden Grundsätze aufgestellt.

1.

Das MWMTV setzt als Obergrenze für eine Tarifierhebung ausschließlich aus Gründen einer höheren als der Mindestvergütung gemäß Stromeinspeisungsgesetz (bzw. äquivalenter Zuschußregelungen) für von Dritten eingespeisten Strom aus unerschöpflichen Energien 1 %, bezogen auf die Strompreise sämtlicher Endverbraucher (Tarif- und Sonderabnehmer), fest.

2.

Das MWMTV sagt die Anerkennung nachgewiesener diesbezüglicher Mehrkosten bis zur festgesetzten Obergrenze im Rahmen des üblichen Strompreisgenehmigungsverfahrens zu. Voraussetzung dafür ist, daß das Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) ein in sich schlüssiges Konzept zur Förderung unerschöpflicher Energien mit den folgenden Kernpunkten vorlegt:

- Darstellung der vorhandenen Stromerzeugung aus unerschöpflichen Energien im Versorgungsgebiet unter Einbeziehung der eigenen Aktivitäten des EVU.
- Konkretisierung der vorgesehen Maßnahmen (u.a. geplante installierte Leistung im Zeitverlauf, Investitionskosten), wobei ein sinnvoller Mix der unterschiedlichen Stromerzeugungsarten unter Berücksichtigung ihrer Beiträge zur Klima- und Umweltschonung, ihrer Kosten und der lokalen Gegebenheiten anzustreben ist.
- Wesentliches Element eines ausgewogenen Konzepts ist, daß in der Regel keine Energieart mehr als die Hälfte der Mehrkosten beansprucht.
- Die Maßnahmen müssen dem Grundsatz elektrizitätswirtschaftlich rationeller Betriebsführung entsprechen.
- Darstellung der Mehrkosten für die Stromversorgung der Tarif- und der Sonderabnehmer im Zeitverlauf bei kostenverursachungsgerechter Verteilung.

3.

Die aufgrund dieses Konzepts maximal installierbare Stromerzeugungsleistung aus unerschöpflichen Energien sämtlicher Anlagen Dritter im Versorgungsgebiet des EVU ist erreicht wenn die Summe der daraus folgenden Mehrkosten die in Ziffer 1 genannte Obergrenze überschrei-

ten. Eigene Maßnahmen des EVU zur Förderung unerschöpflicher Energien im Sinne des Stromeinspeisungsgesetzes können dabei angerechnet werden.

4.

Zuschüsse öffentlicher Hände sind bei der Bemessung des Stromeinspeisungsentgelts (bzw. äquivalenter Zuschußregelungen) abzusetzen.

5.

Es ist vorgesehen, diese Grundsätze nach drei Jahren zu überprüfen. Die Überprüfung soll die energiewirtschaftlichen, umweltrelevanten und kostenmäßigen Auswirkungen sowie die Höhe der Obergrenze umfassen.

6.

Bei Änderung der Grundsätze haben EVU in Bezug auf Maßnahmen, deren Förderung zugesagt, aber noch nicht abgeschlossen ist, im Strompreisgenehmigungsverfahren Vertrauensschutz.

Bislang haben von den EVU in Nordrhein-Westfalen bereits u.a. die Stadtwerke Gütersloh, Lemgo, Hamm und Kamen von den Möglichkeiten dieser Grundsätze Gebrauch gemacht. Ähnliche Programme werden von einigen EVU zunächst aus eigenen Mitteln getragen, so z.B. von den Stadtwerken Remscheid, Bonn, Menden, Wuppertal, Münster, Hagen sowie von der Elektromark in Hagen.

Das Modell einer verstärkten Förderung der Stromerzeugung aus regenerativen Energien wird also vornehmlich derzeitig von mittleren und kleineren Unternehmen gut angenommen. Aber auch größere EVU stellen Überlegungen an, von diesem Angebot der Strompreisaufsicht, nämlich die Stromtarife um bis zu 1 % anheben zu können, um mit diesem Betrag eine verstärkte Förderung des Einsatzes regenerativer Energien bei der Stromerzeugung zu schaffen, Gebrauch zu machen.

Energie und Umwelt

Entstehung und Ausbreitung von Schadstoffen

H.-J. Wagner

Ökologisch verträgliche Energiewirtschaft
Universität-GH Essen
Schützenbahn 70
45117 Essen

1 Umweltauswirkungen durch die Nutzung verschiedener Energieträger

1.1 Einteilung der Umweltauswirkungen

Emissionen sind chemische Substanzen, Geräusche, Wärme, Strahlung oder Erschütterungen, die von einer Quelle, beispielsweise einem Schornstein einer Fabrik, einem Kamin eines Privathaushaltes oder einem Auspuff eines Kfz in die Luft ausströmen.

Emissionen und ihre Wirkungen lassen sich zum einen nach den Kompartimenten (Luft, Wasser, Boden), in denen durch sie schädigende Auswirkungen stattfinden können, und zum anderen nach den Geschädigten (Menschen, Tiere, Pflanzen) charakterisieren.

Ferner können die Umweltauswirkungen durch Emissionen in direkte (z. B. wirken CO und Staub direkt auf den Organismus) und indirekte ($\text{CO}_2 \rightarrow$ Klimaproblem; FCKW \rightarrow Ozonschicht; $\text{SO}_2 \rightarrow$ Waldsterben) unterschieden werden.

Die mengenmäßig wichtigste Umweltauswirkung durch die Energienutzung ist die Emission von Luftschadstoffen. In die Kompartimente Boden und Wasser werden dagegen nur geringfügig direkt Schadstoffe eingebracht. Jedoch kann es lokal durch defekte Pipeline-Netze oder Tankerunfälle zu gravierenden Schäden für Wasser und Boden kommen. Die nachfolgenden Ausführungen konzentrieren sich im wesentlichen auf Schadstoffeinträge in die Luft.

1.2 Bereitstellung der Energieträger von der Gewinnungsstelle bis zur ersten Verwendungsstelle

Neben den Umweltauswirkungen, die bei der direkten Energienutzung beim Verbraucher entstehen können, sind auch bei der Förderung und bei dem Transport von Energieträgern Einflüsse auf die Umwelt zu verzeichnen. Sie müssen bei einer vollständigen Betrachtung mit berücksichtigt werden. Die nachfolgende Tab.1-1 gibt hierzu einen kurzgefaßten Überblick. In ihr ist stichpunktartig ebenfalls die Gewinnungskette dargestellt.

Energie-träger	technische Kette	direkte und evtl. direkte Umwelt-Auswirkungen	indirekte Umwelt-Auswirkungen
Steinkohle	<ul style="list-style-type: none"> • Untertagebau bis in Tiefen von 900 m • Methanemission bei der Bewetterung (Belüftung der Stollen) • Bergehalde erforderlich • großer Wasserbedarf für Reinigung bzw. Absetzung von Schwefel erforderl. • z. T. große Transportwege 	<ul style="list-style-type: none"> • Methanemissionen (im Bergbau) • partielle Absenkung der Erdoberfläche (Bergschäden) • Flächenverbrauch und Staubbelastung durch Abraumhalden • Abwasser aus der Kohle-Aufbereitung, für Flotation ca. 4,5 m³/t Steinkohle 	
Braunkohle	<ul style="list-style-type: none"> • Tagebau bis 500 m Tiefe • Grundwasserabsenkung • kurze Transportwege (hauptsächlich Bänder und zum geringen Teil Eisenbahn) 	<ul style="list-style-type: none"> • Grundwasserabsenkung • Größerer Flächenbedarf 	<ul style="list-style-type: none"> • Umsiedlungsmaßnahmen • Energieverbrauch für Grundwasserabsenkung
Erdgas	<ul style="list-style-type: none"> • lange Transportwege (z. B. Rußland - 4000 km) • Abscheidung von Schwermetallen nach Förderung • Off- und On-Shore-Gewinnung • für Verdichter (ca. alle 50 km) hoher Energiebedarf • Transport per Pipeline 	<ul style="list-style-type: none"> • Methanemissionen durch Undichtigkeiten 	<ul style="list-style-type: none"> • Energieverbrauch für Transport über Pipeline und Verdichter
Erdöl	<ul style="list-style-type: none"> • Off-Shore-Gewinnung • Transport per Pipeline oder mittels Tanker • Abfackelung von Gasen bei der Gewinnung • lange Transportwege 	<ul style="list-style-type: none"> • Methanfreisetzung (bei der Gewinnung) • Tankerunfälle 	<ul style="list-style-type: none"> • Energieverbrauch für Raffinerie
Kern-energie	<ul style="list-style-type: none"> • geringe Konzentrationen erfordern große Tagebaue • lange Transportwege (Kanada, Australien, Rußland) • Anreicherung erforderlich • Mitverarbeitung von Plutonium bei der Brennstoffherstellung 	<ul style="list-style-type: none"> • Landverbrauch bei Gewinnung von Uran und Thorium • Radioaktive Emissionen durch Abraumhalden (Radon) • Risiko von Spaltproduktfreisetzung bei Unfällen 	<ul style="list-style-type: none"> • Energiebedarf bei Anreicherung
Erneuerbare Energie	<ul style="list-style-type: none"> • Wind direkt zu Strom • Sonne direkt zu Strom oder Wärme • Holz hauptsächlich zu Wärmeerzeugung durch Verbrennung • Biomasse → Verarbeitung zu Kraftstoffen 	<ul style="list-style-type: none"> • Monokulturen bei großtechnischem Anbau von Biomasse. Ferner Einsatz von Düngemitteln und Pestiziden erforderlich 	<ul style="list-style-type: none"> • größerer Flächenverbrauch und Materialbedarf gegenüber konventionellen Kraftwerken

Tab.1-1: Umweltauswirkungen der Ketten von der Gewinnung der Energieträger bis zur ersten Umwandlungsstufe

Bei den erneuerbaren Energien nehmen in Deutschland die Wasserkraft und die Windenergie eine vorstehende Position ein. Von beiden Energiesystemen gehen keine vergleichbaren Umweltschädigungen aus. Als geringfügige Randerscheinungen können eventl. das veränderte Landschaftsbild durch Windräder (subjektive Beurteilung) und die Beeinflussung von Fauna und Flora im Anstauungsbereich von Wasserkraftanlagen genannt werden.

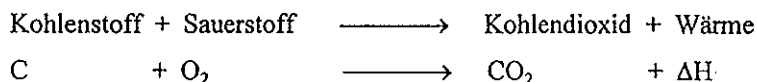
1.3 Entstehung von Luftschadstoffen bei der Energiewandlung

1.3.1 Grundsätzliches zur Energiewandlung

Als Luftschadstoffe von Energiewandlungsanlagen kommen im wesentlichen

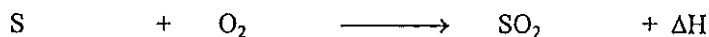
- Kohlenmonoxid CO
- Stickoxide¹
- Schwefeldioxid SO₂
- Stäube
- Kohlenwasserstoffe C_xH_y
- radioaktive Stoffe

in Betracht. Ferner ist aufgrund der Klimaproblematik die Emission von Treibhausgasen wie z. B. CO₂ (wissenschaftlich nicht als Schadstoff definiert) für die Bewertung von Energiesystemen von großer Bedeutung. Bei der Verbrennung (von z. B. Kohle, Öl, Gas, Holz, etc.) laufen für die Energiegewinnung hauptsächlich folgende Reaktionen ab:



Daneben kommt es je nach Brennstoffzusammensetzung und Verbrennungsumständen zu ungewünschten Begleitreaktionen (Luftschadstoffbildung).

Die SO₂-Bildung, die aufgrund des Schwefelgehaltes im Brennstoff (z. B. Kohle) erfolgt, verdeutlicht dies: Schwefel + Sauerstoff \longrightarrow Schwefeldioxid + Wärme



¹ Mit Stickoxiden bzw. NO_x werden allgemein Stickstoffmonoxid NO und Stickstoffdioxid NO₂ bezeichnet.

Der für die Verbrennung erforderliche Sauerstoff wird gewöhnlich durch Umgebungsluft zugeführt (siehe auch Tab.1-2).

Zusammensetzung der trockenen Luft in Volumenanteilen				
Hauptbestandteile	Stickstoff	N ₂	78,08	%
	Sauerstoff	O ₂	20,95	%
	Argon	Ar	0,93	%
			<u>99,96</u>	<u>%</u>
Spurengase	Kohlendioxid	CO ₂	350	ppm
	Neon	Ne	18	ppm
	Helium	He	5	ppm
	Methan	CH ₄	1,7	ppm
	Krypton	Kr	1,0	ppm
	Wasserstoff	H ₂	0,5	ppm
	Ozon	O ₃	0,03	ppm in der Troposphäre
			5-10	ppm in der Stratosphäre
	Distickstoffoxid	N ₂ O	0,3	ppm
Fluorchlorkohlenwasserstoffe		F 11	0,25	ppb
		F 12	0,45	ppb
ppm: 1 Teil in 1 Million d.h.. 1ppm = 0,0001				
ppb: 1 Teil in 1 Milliarde				
Feuchte Luft kann bis zu 4 % Wasserdampf enthalten.				

Tab.1-2: Zusammensetzung trockener Luft (nach /1/, S.36)

feste Brennstoffe		Rohzusammensetzung in Gew. - %						Heizwert H_u [MJ/kg]
		C	H	O	N	S	Asche	
Steinkohle	Ruhr und Aachen	73 - 83	3,4 - 5,3	1,8 - 6,5	1,1	0,9	4 - 7	30,1 - 33,0
Steinkohle	Saar	70 - 78	4,7 - 5,2	5,4 - 12,5	1,2	0,6	3 - 8	28,0 - 31,4
Steinkohle	Australia / USA	73,0	3,0	8,0	1,4	0,5	7,0	27,5
Steinkohle	GUS	70,4	2,0	7,0	1,3	1,0	1,0	25,6
Steinkohlebriketts	(gemittelt)							
Steinkohlekoks	(gemittelt)							
Braunkohle	Rheinland	25 - 32	2	9 - 12	0,3	0,2	3	7,5 - 10,5
Braunkohle	Sachsen / Thüringen	29,3	2,5	9,2	0,3	1,0	5,7	10,5
Braunkohle	Böhmen	72 - 77	5,7 - 6,2	1,57 - 20,9	-	1,0	5 - 7	14,2 - 25,1
Torf (lufttrocken)		40	5	25	2,0	1,0	7	15,5
Holz (lufttrocken)		44	5	35	0,5	0	0,5	15,5

flüssige Brennstoffe		Rohzusammensetzung in Gew. - %			Siedepunkt [°C]	Dichte [kg/l]	Heizwert H_u [MJ/kg]
		C	H	S			
Alkohol (rein)		52	13	-	78	0,79	27,0
Benzin		85	15	-	60 - 120	0,72	42,7
Heizöl EL		86	13	0,05	200 - 350	0,86	42,7
Heizöl S		85	11	1,00	>300	0,96	39,8

gasförmige Brennstoffe		Volumetrische Zusammensetzung Vol. - %					Heizwert H_u [MJ/m³]
		H ₂	CO	CH ₄	C _x H _y	CO ₂	
Methan				100			33,8
Propan		20	5	40	30	1	92,9
Butan					100		123,6
Erdgas (trocken)				90	2	1	33,5
Ferngas (Koksofengas)		55	6	25	2	2	17,4
Gichtgas		2	30			8	4,0
Stadtgas (12 + 6)		51	18	19	2	4	16,1
Stadtgas II (12 + 2)		44	12	22	2	4	16,1
Steinkohlen-Generatorgas		12	29	2		3	5,6

Tab.1-3: Elementarzusammensetzung von Brennstoffen

Die Tab.1-3 gibt eine Übersicht über die Elementarzusammensetzung typischer Brennstoffe. Man kann anhand des Schwefels bei den Kohlen oder der Rohöle gut erkennen, daß die Konzentrationen der Inhaltstoffe je nach Herkunft erheblich schwanken können. Ferner ist bemerkenswert, daß die Braunkohle bis zu 50 % und mehr aus Wasser bestehen kann.

Der Wasseranteil in Brennstoffen wirkt sich energetisch betrachtet in zweifacher Weise negativ auf die Gesamtenergiebilanz aus. Zum einen entzieht er dadurch, daß er bei der Verbrennung verdampft und das System über den Rauchgasweg verläßt, den übrigen Brennstoffanteilen Energie (Verdampfungsenthalpie); zum anderen kostet der Transport von nicht brennbarem Material Transportenergie. Aus diesem Grund wird z. B. in den alten Bundesländern die Braunkohle vornehmlich nur an der Gewinnungsstelle genutzt (mehrere Kraftwerke direkt um den Braunkohletagebau). In Tab.1-4 sind die Luftschadstoffe verschiedener Energieträger dargestellt.

Energieträger	Direkte Schadstoffe						Treibhausgase ²⁾
	Schwefeldioxid (SO ₂)	Stäube	Stickoxide ¹⁾ (NO _x)	Kohlenmonoxid (CO)	Kohlenwasserstoffe ¹⁾ (C _x H _y)	Radioaktive Stoffe	
Erdgas							
Erdöl							
Kohle							
Uran							
Biomasse							

1) Aus Stickoxiden und Kohlenwasserstoffen entsteht unter dem Einfluß der Sonnenstrahlung außerdem Ozon (O₃)

2) Bei Verbrennung von Kohle, Öl und Erdgas sowie den daraus hergestellten Produkten entsteht Kohlendioxid (CO₂) sowie Ozon (O₃). Bei der Kohle- und Erdgasförderung und Erdgasverteilung entweicht außerdem Methan (CH₄). Bei der Verbrennung von Biomasse entsteht Kohlendioxid nur dann, wenn nicht wieder Pflanzen im gleichen Umfang angebaut werden. Bei Biomassen-Plantagen entsteht Distickstoffoxid (Lachgas, N₂O) durch die Stickstoffdüngung.

Tab.1-4: Luftverunreinigungen bei der Energienutzung (nach /2/)

1.3.2 Luftschadstoffe im einzelnen

Im folgenden wird die Entstehung der einzelnen Luftschadstoffe detaillierter beschrieben.

Schwefeldioxid (SO₂):

Schwefeldioxid entsteht aus der Verbrennung schwefelhaltiger Stoffe (s.o.). Bei Gegenwart von Luftfeuchtigkeit und Sonnenlicht wird SO₂ zu schwefeliger Säure H₂SO₃ und Schwefelsäure H₂SO₄ oxidiert. Schwefeldioxid-Emissionen sind Hauptverursacher des „sauren Regens“, der für Wald- und Materialschäden verantwortlich ist.

Beim Menschen greifen Schwefelverbindungen in Form von SO_2 oder Aerosoltröpfchen der Säuren ab bestimmten Konzentrationen die Atmungsorgane an. Ferner kommt es zur Reizung der Schleimhäute und der Augen sowie zu einer Beeinträchtigung von Herz und Kreislauf. Schwefeldioxid ist maßgebend am „Wintersmog“ beteiligt.

Nach Abschluß der bereits angesprochenen Modernisierungsmaßnahmen in den alten Bundesländern, läßt sich für Ende der 90er Jahre eine SO_2 -Emission um ca. 1,5 Mio.t/Jahr abschätzen. Die Hauptemissionsquellen heute sind hierbei Kraft- und Fernheizwerke sowie die Industriefeuerungen.

SO_2 -Emissionen lassen sich durch folgende Maßnahmen vermeiden bzw. beseitigen:

- Einsatz schwefelarmer oder -freier Brennstoffe
- Entfernen von Schwefel aus den Brennstoffen vor der Verbrennung
- Wirbelschichtfeuerung mit Kalksteinzugabe
- Rauchgasentschwefelungsanlagen

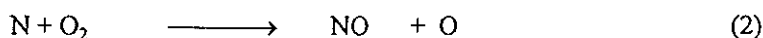
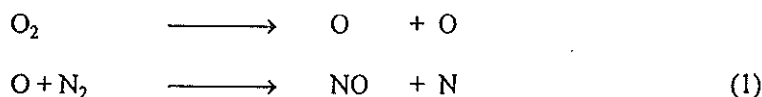
Stickoxide (NO_x):

Stickoxide (NO und NO_2) gehören zu den unerwünschten Nebenprodukten der Verbrennung. Bei der Verbrennung entsteht durch die Mechanismen

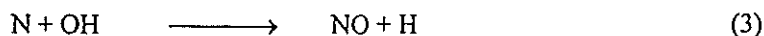
- thermische NO_x -Bildung
- prompte NO_x -Bildung
- Brennstoff NO_x -Bildung

zunächst hauptsächlich NO , welches dann in der Atmosphäre größtenteils zu NO_2 oxidiert. Es stellt sich ein photochemisches Gleichgewicht zwischen NO und NO_2 ein.

Die **thermische NO_x -Bildung** ist die Hauptsache von NO_x -Emissionen. Sie läuft bei Temperaturen oberhalb 1200°C ab. Bei Sauerstoffüberschuß dissoziiert molekularer Sauerstoff zu atomarem Sauerstoff und verbindet sich mit Stickstoff zu NO .



Bei Brennstoffüberschuß kommt es zur Bildung von OH-Radikalen, die Stickstoff unter Abgabe des Wasserstoffs oxidieren.



Bei der **prompten NO_x -Bildung** wird unter Beteiligung von Kohlenwasserstoffradikalen molekularer Stickstoff über Zwischenprodukte in NO umgewandelt. Dieser Prozeß findet direkt in der Flamme statt. Er ist mengenmäßig von untergeordneter Bedeutung.

Brennstoff- NO_x entsteht durch die teilweise Oxidation des im Brennstoff gebundenen Stickstoffs. Die Bildung des Brennstoff-NO ist nur wenig temperaturabhängig und läuft bereits bei niedrigen Temperaturen ab.

Als Hauptemittent des NO_x ist z. Zt. mit Abstand der Straßenverkehr zu nennen und dies in zunehmendem Maße, da insbesondere der LKW-Verkehr stetig steigt und aufgrund von Wirkungsgradverbesserungen die Verbrennungstemperaturen bis zu 2300°C betragen können. (Im Verkehrsbereich ist der Einsatz von Diesel-Kat's zur NO_x -Reduzierung wegen der hohen Verbrennungsluftverhältnisse und der Rußproblematik derzeit großtechnisch nicht realisierbar.) Ähnlich hohe Temperaturen werden auch bei Kohlekraftwerken mit Schmelzkammerfeuerungen gefahren ($\approx 1800^\circ \text{C}$).

Analog dem Schwefeldioxid bilden NO_x -Emissionen bei Vorhandensein von Luftfeuchtigkeit ebenfalls Säuren (salpetrige und Salpetersäure), die in Form von Aerosolen Mensch und Umwelt belasten. Beim Menschen greifen das NO_x oder die Aerosole der Säuren Schleimhäute und Atmungsorgane an. In der Umwelt tragen die NO_x -Emissionen großen Anteil am „sauren Regen“ und sind ferner als Ozon-Vorläufersubstanz hauptverantwortlich für den „Sommersmog“. Reduktionsmöglichkeiten für NO_x sind Maßnahmen, die die Verbrennungstemperatur senken, wie z. B. Stufenverbrennung, Abgasrückführung und Wirbelschicht (Dies bedeutet jedoch auch gleichzeitig Exergieverlust).

Kohlenmonoxid CO:

Kohlenmonoxid entsteht generell bei unvollständiger Verbrennung. In der Troposphäre liegt die Verweilzeit von CO bei zwei bis drei Monaten. Das Mischungsverhältnis ist hier so groß, daß sich für den Menschen zunächst keine direkten Gefahren ergeben. Da das CO jedoch mitverantwortlich für den „Sommersmog“ ist, kann bei entsprechenden Witterungsverhältnissen eine indirekte Schädigung entstehen.

Um Kohlenmonoxid-Emissionen zu reduzieren, muß man technische Maßnahmen durchführen, die die vollständige Verbrennung gewährleisten (z. B. geregelte Katalysatoren bei PKW's, hohe Luftzahlen in Feuerungen). Bereits entstandenes CO kann durch Nachverbrennung oder durch Katalysatoren (z. B. bei Feuerungen) zu CO_2 aufoxidiert werden.

Kohlenwasserstoffe (C_xH_y):

Unter dem Begriff Kohlenwasserstoffe versteht man alle organischen Verbindungen, die aus Kohlenstoff und Wasserstoff bestehen. Die technisch wichtigen Primärenergieträger Erdöl und Erdgas sowie alle daraus erzeugten Produkte (Benzin, Heizöl, Gas, etc.) bestehen aus niederen Kohlenwasserstoffen mit kettenförmigen Molekülen. Bei unvollständiger Verbren-

nung solcher Produkte kommt es in Bereichen von hohen Temperaturgradienten (z. B. an Zylinderwänden) zur Bildung bzw. Umbildung in höherzahlige Kohlenwasserstoffe mit ring- oder gitterartigen Strukturen. Weitere große Mengen von Kohlenwasserstoffen werden ferner beim Brennstoffhandling (z. B. dem Betanken von Fahrzeugen) durch Verdunsten und durch Verbrauch von Lösungsmitteln (z. B. in Lacken) emittiert. Die Gesamtemission an Kohlenwasserstoffen in Deutschland wurde Mitte der 90er Jahre (≈ 3 Mio.t) zu je 40 % durch den Verkehr und den Lösungsmittelverbrauch hervorgerufen. Beim Menschen zeigen vor allem die höherkettigen Kohlenwasserstoffe mit Ringmolekülen (z. B. Benzol, Benz-A-pyren, etc.) krebbsauslösende und mutagene Wirkung. Desweiteren werden durch Kohlenwasserstoffe die Schleimhäute angegriffen. Kohlenwasserstoffe sind beim „Sommersmog“ mitbeteiligt.

Kohlenwasserstoffe lassen sich durch folgende Maßnahmen reduzieren wie optimierte Verbrennungsführung, Absaugen von Dämpfen an den Tankstellen und Rückführen in den Tank und Reduzierung des Lösungsmittelverbrauchs.

Stäube:

Stäube entstehen durch Abrasion von festen Werkstoffen (Schüttgüter, mechanische Bearbeitung in der Industrie) und durch nicht brennbare Anteile oder nicht verbrannten Brennstoff (Ruß) bei der Verbrennung.

Nach Abschluß der Modernisierungsmaßnahmen im Osten ist in Deutschland Ende der 90er Jahre eine Gesamtstaubemission von ca. 1,5 Mio.t/Jahr zu erwarten, die hauptsächlich durch nichtenergetische Industrieprozesse bedingt ist. Bei den energiebedingten Quellen wird der Verkehr den größten Anteil verursachen. Stäube können an sich aus toxischen Stoffen bestehen oder als Träger derartiger Stoffe fungieren. Wichtig für die toxische Wirkung ist die Korngröße. Stäube werden über die verschiedensten Filtertechniken sowie Naßwaschverfahren reduziert, wobei man allerdings auf die Korngröße der abgeschiedenen Partikel achten muß (siehe auch Tab. 1-5).

		Teilchengröße in μm
Natürliche Teilchen:	Regentropfen	250 - 2500
	Pollen	10 - 50
	Nebel	1 - 40
	Bakterien	1 - 10
	Viren	0,01 - 0,1
Stäube:	Kohlenstaub	2 - 100
	Flugasche	1 - 80
	Quarzstaub	0,5 - 5
	Ruß	0,5 - 1,5
Dämpfe/Rauche:	Schwefelsäurenebel	1 - 10
	Tabakrauch	0,01 - 0,1

Tab.1-5: Partikelgrößen ausgewählter Teilchen

Radioaktivität:

In der Kohle ist nahezu das gesamte Periodensystem der Elemente enthalten. Daraus ergibt sich, daß bei der Verbrennung von Kohle auch radioaktive Stoffe wie beispielsweise Uran, Thorium, Radium, radioaktives Blei sowie ihre Zerfallsprodukte im Staub emittiert werden.

Mit dem Staub werden diese radioaktiven Stoffe eingeatmet und können in die Blutbahn gelangen. Sie werden vor allen Dingen in den Knochen abgelagert und führen dort zu einer Strahlenbelastung. Radioaktive Stoffe werden auch von Kernkraftwerken emittiert; hier sind es vor allem radioaktive Spalt- und Aktivierungsprodukte wie Jod-131, Krypton-85, Strontium-90 oder Tritium, die sich im Körper unterschiedlich verteilen: Jod konzentriert sich vorzugsweise in der Schilddrüse, Strontium in den Knochen, während ein Edelgas wie Krypton, da es keine chemischen Verbindungen eingeht, im Körper auch nicht eingebaut werden kann.

Radioaktive Stoffe können durch ihre Strahlung das Krebsrisiko erhöhen, sie wirken also ähnlich wie gewisse Kohlenwasserstoffe oder Schwermetalle. Die vor einigen Jahren geäußerte Vermutung, sie würden in den vorhandenen Konzentrationen auch Waldschäden bewirken, konnte nicht belegt werden.

Chlor- und Fluorverbindungen:

Chlor- und Fluorverbindungen sind in vielen Brennstoffen enthalten (bei deutscher Steinkohle im Mittel 0,4 Gew.-% Chlor und 0,045 Gew.-% Fluor) und werden bei der Verbrennung teilweise als Chlorwasserstoff (HCl) und Fluorwasserstoff (HF) freigesetzt. Ein Teil dieser Stoffe bindet sich in der Schlacke und dem Staub ein, der andere Teil ist frei im Rauchgas enthalten und wird in der anschließenden REA fast gänzlich im Waschwasser gebunden. Für die Anlagentechnik sind Chlor- und Fluorverbindungen wegen ihrer korrosiven Wirkung problematisch.

2 Ausbreitung von Luftschadstoffen

2.1 Von der Emission zur Immission

Die von einer Schadstoffquelle (z. B. Schornstein) in die Atmosphäre emittierten Stoffe werden in dieser verteilt und verdünnt. Dabei kommt es bei vielen Schadstoffen durch energetische Aktivierung, durch Luftfeuchtigkeit und/oder durch chemische Stoffe in der Atmosphäre zu einer chemischen oder physikalischen Umwandlungen in sog. sekundäre Luftschadstoffe. Beispielsweise wird

- SO_2 durch Luftfeuchtigkeit zu H_2SO_3 und H_2SO_4
- NO_2 und O_3 bilden unter Einfluß von Sonnenlicht über komplexe Mechanismen Ozon

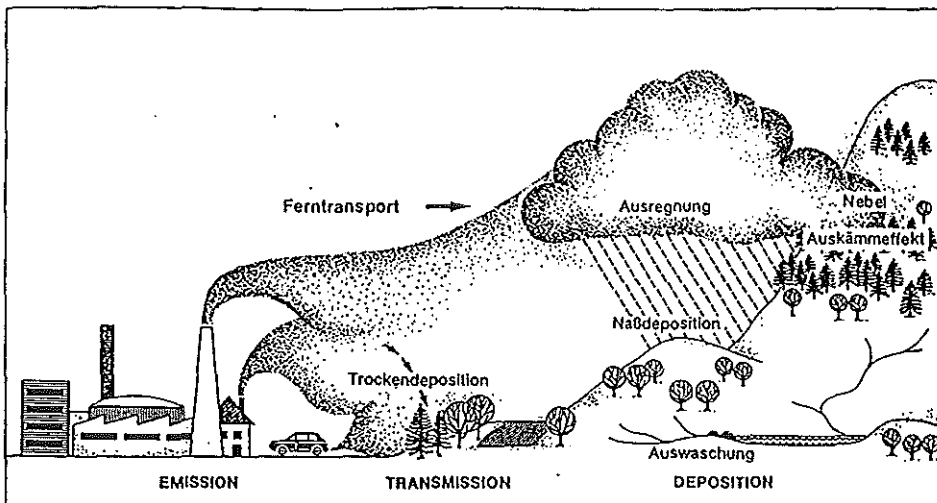


Abb. 2-1: Ausbreitung von Luftschadstoffen

Irgendwann werden die Schadstoffe auf dem Erdboden oder dem Pflanzenbewuchs abgelagert (Deposition). Dabei unterscheidet man zwischen trockener Deposition durch Schwerkraft und nasser Deposition durch Auswaschen bei Regen oder Nebel. Der Nebel stellt aufgrund seiner substantiellen Beschaffenheit (sehr feine Wassertropfen) eine große aktive Oberfläche dar, die die Luftschadstoffe auskämmt. Auf dem Boden abgelagerte Stoffe können in Regenwasser gelöst in Grund- und Oberflächenwasser übergehen.

Emission

1. Übergang luftverunreinigender Stoffe in die Atmosphäre
2. Menge der Stoffe („Spuckwert“)
(z.B. t SO₂)

Transmission

Vorgänge, die zu einer Verteilung der luftverunreinigenden Stoffe in der Atmosphäre oder zu ihrer Änderung durch chemische und physikalische Effekte führen:

Der Begriff Transmission beschreibt den Übergang von der Emission zur Immission.

Immission

Tatsächliche Schadstoffkonzentration am Ort der Einwirkung in der Atmosphäre („Schluckwert“) oder im Boden oder im Wasser (z.B. mg Schadstoff / m³ Luft).

Tab. 2-1: Definition Emission, Transmission und Immission

In den Organismus von Lebewesen gelangen Schadstoffe generell über die Atmung (Inhalation), über die Nahrungskette (Ingestion) oder über Körperkontakt (Diffusion durch die Haut). Für die schädigende Wirkung von Luftschadstoffen ist nicht die Emission sondern ausschließlich die Immission (d.h. die Konzentration am Ort des Einwirkens „Schluckwert“) maßgebend. Daher ist das übergeordnete Ziel aller Luftreinhaltungsmaßnahmen, die Immission zu reduzieren.

Um die Immissionen zu senken, gibt es grundsätzlich zwei Möglichkeiten:

- Zum einen reduzieren sich die Immissionen durch Senken der Emissionen (bei gleichen Transmissionsbedingungen).
- Zum anderen führen höhere Quellhöhen zu einer weiteren Verteilung und damit zu einer größeren Verdünnung.

Die letzte Variante („Politik der hohen Schornsteine“) war der Anfang der Luftreinhaltungspolitik. Als Folgerung von Klagen über die Versauerung skandinavischer Seen, wurde ab Mitte der 70-er Jahre verstärkt auf eine Politik der Emissionsreduzierung gesetzt.

Die Verteilung luftverunreinigender Stoffe in der Atmosphäre wird durch folgende Faktoren bestimmt:

- Schornsteinbauhöhe.

- Austrittsimpuls und thermischer Auftrieb des Abgases.

Beide zusammen werden als Quellhöhe bezeichnet.

Wetterlage:

- Turbulenzen in der Atmosphäre

- Topographische Verhältnisse der Erdoberfläche entlang des Ausbreitungsweges.
- Sonneneinstrahlung (Hauptursache für die Turbulenz und Energiequelle für chemische Umwandlungen).
- Vorhandensein anderer luftverunreinigender Stoffe.
- Windrichtung und Windgeschwindigkeit.

Für eine exakte Ermittlung der Schadstoffausbreitung in der Atmosphäre müssen alle vorstehenden Faktoren berücksichtigt werden. Da diese, mit Ausnahme der Schornsteinhöhe und der Geländetopographie, sehr dynamische Größen sind, beschränkt man sich oft auf eine Näherungsrechnung. Hierbei wird die Wetterlage typisiert und durch Austausch- und Diffusionskoeffizienten, die z. B. der TA-Luft entnommen werden können, charakterisiert. Zur Berechnung ist das Gauß'sche-Diffusionsmodell das am häufigsten eingesetzte mathematische Verfahren (so z. B. auch bei der TA-Luft). Es bezieht sich ausschließlich auf die meteorologische Ausbreitung und berücksichtigt nicht die luftchemischen Zusammenhänge. Bei diesen Verfahren wird für die Ausbreitung davon ausgegangen, daß sich die Schadstoffausbreitung gemäß einer Gauß'schen-Normalverteilung verhält. Das Gauß'sche-Modell ist aussagefähig bei einer Verteilung im Maßstab von einigen Kilometern bis einigen zehn Kilometern. Ferner werden

vereinfachte Annahmen getroffen, um bei der Vielzahl der Einflüsse noch einen ausreichend handhabbaren Berechnungsweg zu erhalten:

- Die Emissionen werden als gasförmige angenommen. Bei Staub wird davon ausgegangen, daß keine nennenswerte Sinkgeschwindigkeit vorhanden ist.
- Die Schadstoffe werden punktförmig und kontinuierlich emittiert.
- Das Ausbreitungsgelände ist ausreichend eben. Störungen durch Bebauung und Bewuchs werden nicht berücksichtigt.
- Die Diffusion- bzw. Austauschkoefizienten sowie die Ausbreitungsgeschwindigkeit während der Ausbreitung sind konstant.
- Wie bereits oben beschrieben, finden keine chemischen und physikalischen Umwandlungen statt.
- Die Emission ist nach Menge und Temperatur zeitlich konstant.
- Desweiteren geht das Modell davon aus, daß die Abgasfahne keiner endlichen Begrenzung unterliegt.

Die Auflistung der vereinfachten Annahmen zeigt, daß das Gauß'sche-Modell wegen der Vielzahl der Einflüsse und der komplexen Zusammenhänge nur begrenzt exakte Aussagen liefern kann. Es ist jedoch gut geeignet, Immissionen in der Atmosphäre bei sonst gleichen Randbedingungen anzugeben. Diese sind, da das Modell Depositionen nicht berücksichtigt, als maximale Immissionen zu verstehen. Aus diesem Grund wird es auch - wie bereits erwähnt - als Standardberechnung in der TA-Luft vorgegeben, um die Immissionsbelastung bei vorgegebener Emission musterhaft zu ermitteln.

Rechnungen zeigen, daß insbesondere die Wetterlage einen erheblichen Einfluß auf die Immissionen an einem bestimmten Ort hat.

Grob vereinfacht gilt, daß bei entsprechender Wetterlage Emissionen aus sehr hohen Schornsteinen sich weit über die Landesgrenze verteilen, Emissionen aus Haushalten im Nahbereich der Städte und aus Fahrzeugen im Nahbereich der Straßen bleiben.

2.2 Mögliche gesundheitliche Auswirkungen

Wie bereits dargestellt wurde, gelangen die Luftschadstoffe über die Wege

- Atmung (Inhalation)
- Nahrungskette (Ingestion)
- Körperkontakt

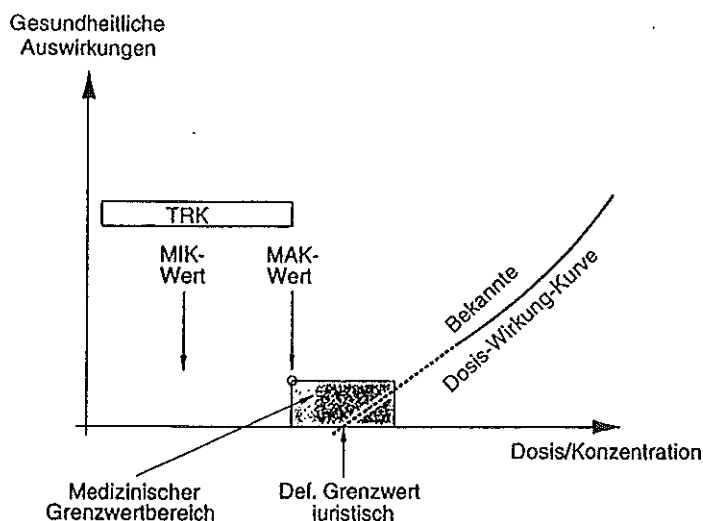
in den Organismus des Menschen.

Es ist jedoch aus medizinischer Sicht nicht einfach, ihre Wirkung detailliert anzugeben und bei mehreren einwirkenden Schadstoffen eine monokausale Zuordnung vorzunehmen. Im folgenden sind einige Einflußgrößen beispielhaft beschrieben.

Der menschliche Organismus ist mit inneren „Schutzfunktionen“ ausgestattet, die dem Schadstoffeintrag entgegenwirken. Kommt es dennoch zur Schädigung, so werden körpereigene Reparaturmechanismen aktiviert, welche je nach Art und Grad der Schädigung in der Lage sind, diese zu beheben (dies geht jedoch nur, wenn vorher der weitere Schadstoffeintrag unterbunden wurde).

Ferner ist zu beachten, daß es Schwellwerte geben kann, unterhalb derer der menschliche Körper aufgrund seiner Physiologie keine bleibende Schädigung erfährt. Bei Überschreiten des Schwellwertes kommt es jedoch zu Auswirkungen, deren Ausmaß von der Art des Schadstoffes, seiner Konzentration und der Dauer des Einwirkens bestimmt wird. Ein grundsätzliches Problem ist, daß in der Regel eine Vielzahl von Luftschadstoffen gleichzeitig auftreten, wobei nicht ausgeschlossen werden kann, daß diese zu weiteren gesundheitlichen Auswirkungen (Synergismen) führen können. Auch bei sonst gleichen Voraussetzungen sind erhebliche individuelle Unterschiede in der Empfindlichkeit auf Luftschadstoffe vorhanden, welche auch durch die allgemeine gesundheitliche Konstitution beeinflusst werden.

Zur Vorsorge wurden verschiedene Kataloge von Grenzwerten festgelegt (siehe auch Abb. 2-2), die zum Teil direkt und zum Teil als Ableitung daraus zur Festlegung von Grenzwerten und Richtkonzentrationen dienen.



MAK = Maximale Arbeitsplatzkonzentration
 MAK-Liste hat 500 Einträge, erstellt seit 1955 von Deutscher Forschungsgemeinschaft für Gesundheitsvorsorge am Arbeitsplatz für luftgetragene Schadstoffe. Ca. 10-15% der MAK-Grenzwerte basieren auf Humanerfahrung, weiteres Problem: Schadstoffgemische.

TRK = Technische Richtkonzentration (seit 1972)
 Pragmatisch, politisch gesetzte Grenzwerte (z.T. ohne Begründung), akzeptieren Restrisiko.

MIK = Maximale Immissionskonzentration
 Seit 1958 für Außenluftverunreinigungen getroffen, orientiert sich an MAK-Werten (oftmals ca. 1/20 des MAK-Wertes).

Abb. 2-2 Definitionen von Grenzwerten

Die wichtigsten Wirkungen von Luftschadstoffen auf den menschlichen Organismus enthält Tabelle 2-2 im Überblick.

Stoffe	Wirkung auf den Menschen	Herkunft
CO	<ul style="list-style-type: none"> Behinderung des O₂-Transports im Blut → Blockade der Atmung; 	<ul style="list-style-type: none"> unvollständige Verbrennung;
SO ₂ (H ₂ SO ₃) (H ₂ SO ₄)	<ul style="list-style-type: none"> Herz und Kreislauf; Schleimhäute; Atmungsorgane; 	<ul style="list-style-type: none"> Verbrennung schwefelhaltiger Brennstoffe;
NO _x (HNO ₂) (HNO ₃)	<ul style="list-style-type: none"> Herz und Kreislauf; Schleimhäute; Atmungsorgane; 	<ul style="list-style-type: none"> hohe Verbrennungstemperaturen; N-haltige Brennstoffe;
C _x H _y	<ul style="list-style-type: none"> Schleimhäute; Atmungsorgane; kanzerogen und mutagen; 	<ul style="list-style-type: none"> unvollständige Verbrennung; Verdunstung und Verbrauch von Lösungsmitteln;
Stäube	<ul style="list-style-type: none"> Atmungsorgane; kanzerogen und mutagen; 	<ul style="list-style-type: none"> nicht brennbare Bestandteile im Brennstoff; Industrieprozesse; Umschlagplätze von Schüttgütern;
Ozon	<ul style="list-style-type: none"> Schleimhäute; Atmungsorgane; kanzerogen; 	<ul style="list-style-type: none"> photochemische Reaktionen der Vorläufersubstanzen CO, NO_x und C_xH_y und weitere Reaktionspartner;
Radioaktivität	<ul style="list-style-type: none"> kanzerogen und mutagen; 	<ul style="list-style-type: none"> natürliche Quellen; Kernenergienutzung;

Tab. 2-2: Wirkung von Luftschadstoffen auf den menschlichen Organismus bei ausreichend hoher Konzentration

Kohlenmonoxid ist in höheren Konzentrationen (z. B. in direkter Nähe der Emissionsquelle) toxisch, da es sich 200 bis 300 mal stärker an das Hämoglobin des Blutes bindet als der Sauerstoff und somit den Sauerstofftransport im Blut behindert. Ferner wird CO vom Blut nur sehr langsam wieder abgegeben. Konzentrationen von z. B. 500 ppm führen schon nach einigen Stunden durch Blockade der Atmung zum Tode.

Bei **Stäuben** ist übergeordnet festzustellen, daß die Gefährlichkeit für Mensch und Tier umso größer ist, je kleiner ihre Korngrößen sind (Eindringtiefe und Beweglichkeit im Organismus).

Stäube sind für den Menschen in mehrfacher Weise schädlich. Sie können erstens aus toxischen Inhaltsstoffen, wie z. B. Schwermetallen bestehen, die im Organismus krebserregend wirken. Durch ihre Geometrie (z. B. scharfkantig und/oder sehr klein) können sie sich zweitens im Organismus dauerhaft einlagern und schädigend wirken (z. B. Asbestose; Staublung). Sie können drittens als Träger von Schadstoffen (wie z. B. von Schwefel- und Stickstoffverbindungen) fungieren und zu schwerwiegenden Erkrankungen der Atmungsorgane

führen. In Bezug auf Pflanzen ist zu erwähnen, daß ihr Wachstum durch Staubablagerungen behindert wird.

2.3 Material- und Waldschäden

2.3.1 Materialschäden

Luftschadstoffe, aus denen Säuren, wie z.B. H_2SO_4 oder HNO_3 , entstehen können, wirken korrosiv auf Materialien. Eine schädigende Wirkung tritt stets dann ein, wenn Materialoberflächen mit Wasser benetzt sind, was bereits bei leicht erhöhter Luftfeuchtigkeit der Fall sein kann. Betroffen sind insbesondere Metallkonstruktionen sowie kalkhaltige Steine (z.B. Kalksteine, Marmor, etc.). Bei Materialien gibt es im Gegensatz zu Lebewesen und Pflanzen weder einen Schwellenwert, unter dem keine Schädigung eintritt, noch einen inneren Regenerierungsmechanismus. Desweiteren ist zu berücksichtigen, daß Pflanzen und Materialien der Einwirkung 24 Stunden pro Tag ausgesetzt sind.

Durch Materialschäden entstehen bei Sachgütern, wie z.B. Brücken, Autobahnen, Industrieanlagen durch die Reparatur, die erforderliche Überdimensionierung oder die begrenzte Lebensdauer der Volkswirtschaft zusätzliche Kosten. Bekannt ist das Beispiel des Kölner Dom's, wobei zum Erhalt der Sandsteinplastiken jährlich ca. fünf Mio DM investiert werden müssen. Derartige historische Bauwerke können nur bedingt restauriert werden, so daß letztlich auch Kulturgut irreversibel verloren geht.

2.3.2 Waldschäden

Seit Ende der 70er Jahre treten in Mitteleuropa Waldschäden in einem Umfang auf, wie sie bis dahin nicht bekannt waren. Vor allem Schwefeldioxid, Stickoxide, Photooxidantien und Schwermetalle werden nach derzeitiger Erkenntnis in Zusammenhang mit Waldschäden gebracht.

In Deutschland haben sich vor allem die höheren Lagen der Mittelgebirge (Kämme und nach Westen gerichtete Hänge) und die Alpen als Hauptschadgebiete herausgebildet. Besonders gravierend sind die Schäden im Erzgebirge, Harz, Fichtelgebirge und Schwarzwald. Während zunächst nur Nadelbäume betroffen waren, weisen heute Nadel- und Laubbäume gleich hohe Schäden auf. Anfang der 90er Jahre wurden in Deutschland über 50 % des Waldbestandes als geschädigt ausgewiesen.

Die über den Regen in den Boden eingetragenen Schadstoffe, führen zu seiner Versauerung, wodurch ursprünglich im Boden gebundene Metalle z.B. Aluminiumverbindungen gelöst werden können. Sie schädigen die Feinwurzeln und wirken bei Aufnahme in den Baum als Gift. Eine geschädigte Feinwurzel wiederum führt zur gestörten Wasseraufnahme. Der niedrige pH-Wert kann ferner zur Auswaschung von für den Boden wichtigen Nährstoffen aus dem Wurzelbereich führen. Derart geschädigte Bäume haben zusätzlich eine geringere Resistenz gegen Schädlinge, lange Trockenperioden, strenge Winter, und Überalterung des Baumbestandes.

Während man zu Beginn der 80er Jahre zunächst die Vermutung hatte, daß man die neuartigen Waldschäden auf wenige Luftschadstoffe zurückführen kann, zeigte die Forschung zwischenzeitlich, daß eine Vielzahl von Einflüssen unter Berücksichtigung natürlicher Gegebenheiten zur Erklärung herangezogen werden müssen. Der generelle Einfluß von Luftschadstoffen steht jedoch außer Frage.

2.4 Smog

Smog ist die Bezeichnung für eine großräumige, anhaltende und gesundheitsbedrohende Schadstoffanreicherung in bodennahen Luftschichten.

Die Gefahr des Smog ist immer dann gegeben, wenn eine austauscharme Wetterlage existiert, die eine ausreichende Verdünnung der Luftschadstoffe verhindert. D.h., in der unteren Luftschichten liegt Inversion vor und die Windgeschwindigkeit in Bodennähe ist sehr gering. Diese Wetterbedingungen existieren häufig im Winterhalbjahr. Eine „Verdünnung“ der Luftschadstoffe ist dann nicht gegeben. Die häufige Gleichzeitigkeit mit Nebel führte daher zur Wortbildung Smog aus dem Englischen „Smoke“ = Rauch und „Fog“ = Nebel.

Im Gegensatz zum Wintersmog wird in jüngster Zeit auch der Begriff Sommersmog verwendet, dessen Ursache jedoch auf andere Schadstoffe und andere Wirkungsmechanismen als beim Wintersmog zurückzuführen ist.

2.4.1 Wintersmog

Die größte bekannte Wintersmog-Katastrophe ist die von London im Dezember 1952, wo innerhalb von zwei Wochen nach Eintritt der Smog-Bedingungen etwa 4000 Menschen mehr starben, als sonst in dieser Jahreszeit. Aus diesem Grund wird der Wintersmog auch oft als London-Smog bezeichnet.

Wintersmog tritt in der Regel nur in industriellen Ballungsgebieten oder Siedlungsgebieten auf und wird hauptsächlich durch die Emission von Staub und Schwefeldioxid sowie teilweise auch durch Kohlenmonoxid und Stickoxide bestimmt. Die Gesundheitsgefährdung liegt zum einen in der Konzentration der Schadstoffe und zum anderen in den aus ihnen gebildeten Sekundär-Luftschadstoffen wie z. B. Säure-Aerosole.

Nach der Wintersmogsituation im Ruhrgebiet 1962 (156 Todesfälle) entstand 1964 die erste Smogverordnung in Nordrhein-Westfalen. Heute haben alle Bundesländer mit Ausnahme von Mecklenburg-Vorpommern auf der Grundlage des Bundes-Immissionsschutzgesetzes Smog Verordnungen (länderspezifisch) erlassen. Darin sind die gefährdeten Gebiete als Smoggebiete ausgewiesen. Die Smogalarmpläne gelten ausschließlich für diese Gebiete.

Die Smogalarmpläne sind in Abhängigkeit der Schadstoffkonzentration einheitlich in

Vorwarnstufe / Alarmstufe I / Alarmstufe II

gegliedert. Während die festgelegten Grenzwerte in allen Bundesländern einheitlich sind (siehe Tabelle 2-3), differieren die einzelnen Smogverordnungen z. T. bei den durchzuführenden Maßnahmen:

In der **Vorwarnstufe** erfolgt im wesentlichen ein Aufruf an die Industrie und die Öffentlichkeit, nach Möglichkeit weitere Verunreinigungen zu unterlassen.

In **Alarmstufe I** treten in der Mehrzahl der Bundesländer Gebote für den Einsatz schwefelhaltiger Brennstoffe und Verbote für den Betrieb von Kraftfahrzeugen in bestimmten ausgewiesenen Verkehrssperbezirken zu bestimmten Tageszeiten in Kraft.

Bei **Alarmstufe II** kommt es zum Verbot der Nutzung bestimmter Feuerungsanlagen sowie zum generellen Fahrverbot in Verkehrssperbezirken.

	Vorwarnstufe	Alarmstufe I	Alarmstufe II
24-h-Mittelwert als Summe von SO ₂ und 2 x Schwebstoffgehalt Bei 72 h Dauer Übergang auf nächste Stufe	1,1	1,4	1,7
oder 3-h-Mittelwert für SO ₂	0,6	1,2	1,8
oder NO _x	0,6	1,0	1,4
oder CO	30,0	45,0	60,0

Tab. 2-3: Richtwerte für Schadstoffe

2.4.2 Sommersmog

In den Sommermonaten können Wetterbedingungen eintreten, die die Bildung photochemischer Oxidantien (sekundäre Luftverunreinigungen wie z.B. Ozon) überdurchschnittlich begünstigen. Diese Photooxidantien entstehen in komplexen luftchemischen Umwandlungsprozessen aus Vorläufersubstanzen wie Stickoxiden, Kohlenwasserstoffen und Kohlenmonoxiden bei hoher Sonneneinstrahlung und hohen Lufttemperaturen. Der Sommersmog wird auch als photochemischer Smog oder auch als „Los Angeles-Smog“ (weil er dort schon seit langer Zeit häufig auftritt) bezeichnet.

Die photochemischen Vorgänge sind sehr kompliziert, da es eine Vielzahl von Reaktionen gibt, die z. T. sehr instabil sind und wieder in die Ausgangsstoffe zerfallen oder neue Sekundärprodukte bilden. Insgesamt setzt man die Zahl der photochemischen Primär- und Sekundärreaktionen beim Sommersmog auf mehrere Hundert.

Vereinfacht läßt sich die Entstehung des Sommersmog in zwei Phasen einteilen. Die erste Phase ist die Bildung oxidierender Stoffe, wobei hier die Bildung des Ozon die wichtigste Reaktion darstellt. Desweiteren entstehen in der ersten Phase organische Radikale und Säure-

Aerosole. In der zweiten Phase reagiert das Ozon mit vielen Ausgangsprodukten der Luftverschmutzung, wobei neue, oft sehr unverträgliche Schadstoffe entstehen. Diese sind neben Säure-Aerosolen vor allem sehr aggressive organische Radikale, die sich aus der Oxidation von Kohlenwasserstoffen mit Ozon bilden. In einer solchen Reaktion entsteht z. B. auch das Peroxyacetylnitrat (PAN), einer der schädlichsten Stoffe des Sommersmogs.

Da die Ozonkonzentration der maßgebende Parameter für den Sommersmog ist, wird sie als Leitsubstanz für die Beurteilung des Sommersmogs verwendet. Zum Schutz der Bevölkerung vor Sommersmog werden z. B. bei einer Ozonkonzentration ab $180 \mu\text{g}/\text{m}^3$ (2-h-Mittelwert) Verhaltensregeln an die Öffentlichkeit gegeben, (die in erster Linie die Vermeidung körperlicher Anstrengung im Freien empfehlen). Die medizinischen Auswirkungen des Sommersmogs können nach derzeitigem Forschungsstand zu Erkrankungen der Atmungsorgane sowie Reizungen der Augen und Schleimhäute führen.

Die Ozonkonzentration ist jedoch erheblichen zeitlichen Schwankungen unterlegen. Insbesondere bei Weggang des Sonnenlichtes kann ein relativ schneller Ozonabbau erfolgen. Dieser Vorgang soll im folgendem detailliert erklärt werden.

Ozonbildung und Ozonabbau:

Sonnenlicht ($\lambda = 420 \text{ nm}$) spaltet NO_2 photolytisch, in atomaren Sauerstoff und NO



In einer weiteren Reaktion entsteht Ozon.



M ist ein sogenannter Stoßpartner (z.B. N_2 , O_2 , CO_2), der nicht in die Reaktion eintritt, aber die freiwerdende Bindungsenergie abführt.

Parallel zu diesem Vorgang findet folgende Rückreaktion statt:



Die sich aus den Bildungsreaktionen (1) und (2) und der Abbaureaktion (3) ergebende Ozonmenge (netto) ist von der augenblicklichen Strahlungsintensität abhängig. D. h., während der Tagesstunden (unbewölkter Sommertag) überwiegen (1) und (2) und es kommt zum Anstieg der Ozonkonzentration. Dagegen kommt es in den Nachtstunden wegen fehlender Sonneneinstrahlung (d. h. keine Reaktion (1)) zum ausschließlichen Ozonabbau durch Reaktion (3). Der nächtliche Ozonabbau ist um so stärker, je größer die Stickoxidkonzentrationen sind. Aus diesem Grund liegen die Ozonwerte während Sommersmog-Phasen in Ballungsgebieten nachts oft unter den von Reinluftgebieten, da dort die NO-Partner fehlen. Auch können durch meteorologische Vorgänge die „Ozon-Spitzen“ räumlich wandern. Ebenso schnell können durch Regen, genau wie bei Wintersmog, die verursachenden Luftschadstoffe aus der Luft herausgewaschen werden.

Ein weiterer Ozonbildungsmechanismus basiert auf einer Reaktion von Kohlenmonoxid mit aus Oxidationsprozessen bestimmter Kohlenwasserstoffe entstandenen Radikalen. Die Vermeidung von Sommersmog läßt sich nur durch die Reduktion von Vorläufersubstanzen z. B. durch die verstärkte Einführung von Katalysatoren bei Fahrzeugen erreichen.

Aufgrund der Entschwefelung und Entstaubung der Kraftwerke und Industriefeuerungsanlagen sowie des Rückgangs der Nutzung von Kohle zu Heizzwecken in den neuen Bundesländern geht die Wahrscheinlichkeit von Wintersmogsituationen in Deutschland zurück, und es stehen derzeit in erster Linie die Sommersmog-Erscheinungen im Vordergrund.

2.5 Immissionen in Innenräumen

2.5.1 Allgemeine Lufthygiene

Der Mensch hält sich im Durchschnitt über 80 % seines Lebens in Räumen (Häuser, Hallen, Kraftfahrzeugen, etc.) auf. Deren Luftqualität ergibt sich zum einen aus der Qualität der Außenluft, die über Fenster, Türen und sonstige Öffnungen in permanentem Luftaustausch mit der Innenluft steht und zum anderen aus den im Raum befindlichen Emissionsquellen, wie z. B.:

- Tabakrauch
- offene Feuerungsanlagen (CO, NO_x, etc.)
- Reinigungsmittel (Chlorgase)
- Klebstoffe, Farben, Lacke (Lösemittel, C_xH_y)
- Möbel, Bodengelände (Lösemittel, Formaldehyd)
- Hausstaub, Pilzsporen
- Radongas

Hieraus ergibt sich, daß, abgesehen von der Schutzwirkung abgeschlossener Räume bei kurzzeitigen Immissionsspitzen in der Außenluft (z.B. durch Industriebrände oder Chemieunfälle), die Luftqualität in Räumen (ohne Klimaanlage) in der Regel schlechter ist als im Freien. Dementsprechend größer ist auch das Gefährdungspotential in Innenräumen, sofern keine ausreichende Lüftung besteht, die sich bei gut dichten Türen und Fenstern nicht von alleine einstellt. Die Forderung, die Lüftungswärmeverluste zu begrenzen, steht hier im direkten Widerspruch zur Lufthygiene.

Die vorstehend aufgeführten Emissionsquellen in Innenräumen sind alle, mit Ausnahme des Radongases, durch menschliche Einflüsse verursacht und können in Grenzen reduziert bzw. vermieden werden. Eine Sonderrolle nimmt das Radongas ein. Es ist ein radioaktives Edelgas, dessen Isotope beim natürlichen Zerfall von Uran, Thorium und Actinium entstehen. Da diese Elemente zwar in sehr geringen, aber dennoch gut meßbaren Spuren in allen Gesteinen und Böden zu finden sind, emittiert der Erdboden kontinuierlich radioaktives Radon.

Während auf unbebautem Grund Radonausgasungen durch die Vermischung mit der Umgebungsluft nur sehr geringe Immissionen bewirken, führen sie auf bebaulichem Grund zu durchaus nennenswerten Konzentrationen. Ursache hierfür ist, daß durch Öffnungen des Baukörpers zum Erdboden hin (z. B. Risse oder Porosität der Bodenplatten, Rohrschächte) Radongas in die Räume strömt und sich dort bei schlechter Belüftung zu hohen Konzentrationen anreichern kann. Weitere, jedoch untergeordnetere, Ursachen für Radonkonzentrationen in Innenräumen können Emissionen aus Baumaterialien, Leitungswasser oder Erdgas darstellen.

Radonausgasungen des Erdreiches hängen erheblich von den geologischen Verhältnissen ab und sind somit regional sehr unterschiedlich. Während sandiger oder poröser Boden die Ausgasung begünstigt, wirken tonhaltige Böden oder wasserführende Schichten ihr entgegen. Ferner kommt es durch Wettereinflüsse (Bodenfröste, Trocken- oder Regenperioden) zu Schwankungen im Ausgasungsverhalten.

Eine breit angelegte Erhebungsmessung im Bundesgebiet [3] ergab eine durchschnittliche Radonkonzentration in Innenräumen von 50 Bq/m^3 . Dieser Wert entspricht einem Fünftel der von der Strahlenschutzkommission gesetzten Obergrenze des Normalbereiches in Wohngebäuden (250 Bq/m^3). Erst darüber hinaus empfiehlt die Strahlenschutzkommission, Maßnahmen zur Reduzierung einzuleiten.

2.5.2 Definitionen und Maßeinheiten von Strahlung

Im Zusammenhang mit der dargestellten Radonproblematik enthält Tabelle 2-4 wichtige Einheitsdefinitionen für die Auswirkungen radioaktiver Stoffe.

Größe	Gesetzliche Einheit (SI-Einheit)	Größendefinition	alte Einheit	Umrechnung
Aktivität	Becquerel Einheitenzeichen: Bq $1 \text{ Bq} = 1 \text{ s}^{-1}$	Anzahl radioaktiver Kernumwandlungen pro Zeiteinheit	Curie [Ci]	$1 \text{ Ci} = 3,7 \cdot 10^{10} \text{ Bq}$
Energiedosis	Gray Einheitenzeichen: Gy $1 \text{ Gy} = 1 \text{ J/kg}$	In einem Massenelement absorbierte Strahlungsenergie	Rad [rd]	$1 \text{ rd} = 10^{-2} \text{ Gy}$
Äquivalenzdosis	Sivert Einheitenzeichen: Sv $1 \text{ Sv} = 1 \text{ J/kg}$	Energiedosis multipliziert mit dem dimensionslosen Bewertungsfaktor der Strahlenarten	Rem [rem]	$1 \text{ rem} = 10^{-2} \text{ Sv}$
Effektive Äquivalenzdosis	Sivert Einheitenzeichen: Sv $1 \text{ Sv} = 1 \text{ J/kg}$	Äquivalenzdosis, gewichtet über die einzelnen Organe	Rem [rem]	$1 \text{ rem} = 10^{-2} \text{ Sv}$

Tab. 2-4: Maßeinheiten für ionisierende Strahlung

Sie zeigt, daß die oben benutzte Einheit Bq keine Aussage über die gesundheitlichen Auswirkungen der radioaktiven Strahlung macht. Sie gibt lediglich an, wieviele Zerfälle (Radioaktivität*) pro Sekunde entstehen. Auch die Energiedosis gibt nur die physikalisch meßbare und von einem Körper absorbierte Strahlungsenergie an. Die Äquivalenzdosis hingegen berücksichtigt zusätzlich, über einen von medizinischer Seite festgelegten Bewertungsfaktor, die biochemische Wirkung einzelner Strahlungsarten (z. B. α -, β -, γ -, Neutronen-, Protonen-Strahlung) auf den Organismus. Die Effektive Äquivalenzdosis berücksichtigt zusätzlich die Empfindlichkeit der einzelnen Körperteile und Organe des Menschen. Um klarzustellen, daß es sich bei der Äquivalenzdosis und der Effektiven Äquivalenzdosis bei gleicher physikalischer Einheit nicht um eine Energiedosis handelt, wurde eine neue Bezeichnung, das Sivert eingeführt. Da bis Mitte der 80er Jahre auch noch die alten Einheiten gültig waren und diese noch häufig in der Literatur vorkommen, sind diese in der Tabelle ebenfalls aufgeführt.

* Als Radioaktivität bezeichnet man die natürlichen Eigenschaften bestimmter Atomkerne (Nuklide), spontan Teilchen auszusenden.

3 Zahlengerüste

Als Basis für diesen Abschnitt dienten die im Auftrag des „Hessischen Ministeriums für Umwelt, Energie und Bundesangelegenheiten“ entwickelten GEMIS-Studien (4, 5/).

Die GEMIS-Studien entsprechen einer umfassenden Datenbank über Emissionen von Energiesystemen, wodurch sie für den Bereich des Energie- und Umweltmanagements ein sehr praktisches Werkzeug darstellen.

In GEMIS ist der technische Entwicklungsstand der Systeme in der Erstellung spezieller Datensätze (z.B.: IST, STANDARD, ZUKUNFT) berücksichtigt.

IST	beschreibt das Emissionsverhalten von Anlagen, die dem technischen Stand Ende der 80er Jahre entsprechen
STANDARD	beschreibt typische Neuanlagen im Bezugszeitraum von 1990 bis 1995
ZUKUNFT	beschreibt Anlagen mit optimaler Technik, deren Marktreife erst nach 1995 erweitert wird.

Die im folgenden aufgeführten Daten entsprechen dem Datensatz STANDARD und geben die Emissionen eines Energiesystems (z.B. Heizung) ohne Berücksichtigung der vorgelagerten Gewinnungs- und Aufbereitungsverfahren wieder. Die Emissionswerte (in $\text{kg}_{\text{Schadstoff}}/\text{TJ}_{\text{Input}}$) sind auf den Energieinhalt (Heizwert) der eingesetzten Menge an Brennstoff bezogen^{**}. Dadurch ist eine gute Vergleichbarkeit der einzelnen Energiesysteme gewährleistet.

Bezüglich des angegebenen Emissionsfaktors für SO_2 von 75 kg/TJ für die Verbrennung von Heizöl EL ist anzumerken, daß dieser sich aus dem bis Ende 1995 gehandelten Heizöl EL (und Dieselmotorkraftstoff) ergibt. Ab 1996 wird aufgrund einer gesetzlichen Verordnung der Schwefelgehalt in Heizöl EL und Diesel von 0,2 Gew.-% auf 0,05 Gew.-% gesenkt. Dadurch ergibt sich ein neuer Emissionsfaktor für SO_2 von ca. 19 kg/TJ , welcher für neue Berechnungen verwendet werden sollte. Bei der Ermittlung der SO_2 -Emissionsfaktoren wird davon ausgegangen, daß die Grenzwerte nur zu jeweils 80 % ausgeschöpft werden.

* 1 TJ = ca. 34 t SKE bzw. ca. 24 t RÖE

** Der in der Praxis meist verwendete Bezug auf die anfallende Rauchgasmenge führt aufgrund der zum Teil erheblich variierenden Verbrennungsluftverhältnisse oft zu Fehlschlüssen.

System			Schadstoffe					Zum Vergleich: Werte für die Verleihung des Blauen Engels*** in [kg/TJ]
Typ	thermische Leistung	Nutzungs- grad	SO ₂	NO _x	Staub	CO	C _x H _y <small>ohne Methan</small>	
	[MW]	[%]	Emissionsfaktoren in [kg _{Schadstoff} / TJ _{Input}]					
Brikett-Ofen Braunkohle	0,01	65	148	75	70	2500	41,3	-
Brikett-Heizung Braunkohle	0,01	65	148	50	70	2000	20,6	-
Brikett-Heizung Steinkohle	0,01	65	450	50	102	2500	62,4	-
atmosphärischer Kessel Erdgas	0,01	85	0,3	40	0,1	40	14,0	NO _x ≤ 28 u. CO ≤ 17
Gebälse-Heizung Erdgas	0,01	85	0,3	30	0	30	12,6	NO _x ≤ 22 u. CO ≤ 17
Brennwert-Gerät Erdgas	0,01	100	0,3	30	0	30	12,6	NO _x ≤ 18 u. CO ≤ 14
Gebälse-Heizung Heizöl EL	0,01	85	75	30	0,1	30	3,0	NO _x ≤ 22 u. CO ≤ 33
Heizwerk Braunkohle*	5-10	85	48	114	19	95	9,5	-
Heizwerk** Steinkohle	5-10	85	92	114	19	95	9,5	-
Heizwerk Heizöl EL	1-5	85	75	30	0	30	3,0	-

* Wirbelschichtfeuerung mit Braunkohlestaub
** Wirbelschichtfeuerung mit Vollwert-Steinkohle
*** Stand Mitte 1995

Tab. 3-1 Emissionsfaktoren von Heizsystemen

System			Schadstoffe				
Typ	elektrische Leistung Output	elektrischer Nutzungsgrad	SO ₂	NO _x	Staub	CO	C _x H _y <small>ohne Methan</small>
	[MW]	[%]	Emissionsfaktoren in [kg _{Schadstoff} / TJ _{Input}]				
Dampfturbinen-Kraftwerk mit Schmelzkammerfeuerung für Ballaststeinkohle	700	38	102	60	6,6	6,6	1,7
Dampfturbinen-Kraftwerk mit Staubfeuerung für Vollwert- Steinkohle	700	39	71	64	7,1	17,7	2,1
Dampfturbinen-Kraftwerk mit Staubfeuerung für rheinische Rohbraunkohle	600	37	43	78	8,1	20	2,0
Dampfturbinen-Kraftwerk mit Staubfeuerung für Rohbraunkoh- le aus der Niederlausitz	600	37	108	72	8,2	51,3	4,1
zum Vergleich: gleiches Kraftwerk im Jahre 1989 (ohne Rauchgasreinigung)	600	37	610	195	205	102,7	20,5
Dampfturbinen-Kraftwerk mit Heizöl S-Feuerung	500	40	88	86	14,4	28,8	7,2
Dampfturbinen-Kraftwerk mit Erdgas-Feuerung	500	41	0,3	56	1,4	22,4	2,8
GUD-Kraftwerk Erdgas betrieben	600	52	0,3	42	0,4	84	8,4

Tab. 3-2: Emissionsfaktoren von Kraftwerken zur Stromerzeugung

System				Schadstoffe				
Typ	thermische Leistung	Strom Output	Wärme Output	SO ₂	NO _x	Staub	CO	C _x H _y ohne Methan
	P _{th} [MW]	P _{el} [MW]	P _{wärme} [MW]	Emissionsfaktoren in [kg _{Schadstoff} / TJ _{Input}]				
Steinkohle Heizkraftwerk*	300	100	170	61	63	7	18	0,2
Steinkohle Heizkraftwerk**	200	50	100	61	57	8	57	0,2
Braunkohle Heizkraftwerk*	300	100	170	32	64	7	18	0,2
Braunkohle Heizkraftwerk**	200	50	100	32	57	8	57	0,2

* Staubfeuerung mit Entnahme-Kondensations-Turbine
 ** Wirbelschichtfeuerung mit Gegendruck

Tab. 3-3: Emissionsfaktoren von Systemen zur Kraft-Wärme-Kopplung

Zum Vergleich von Systemen der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) mit Kraftwerken, die nur Strom erzeugen oder monovalenten Heizsystemen, müssen die Emissionsdaten zunächst auf die gelieferte Menge Endenergie (Strom oder Wärme) normiert werden. Die dafür erforderliche Aufteilung der Emissionsdaten läßt sich vereinfacht über das Verhältnis Strom zu Wärme ermitteln. In der Praxis werden üblicherweise jedoch die Verfahren Wärmegutschrift und Stromgutschrift angewandt

Das Stromgutschrift-Verfahren wird eingesetzt, wenn das KWK-System mit einem Heizsystem verglichen werden soll. Hierbei wird zunächst die gesamte Emission auf die gelieferte Wärmemenge bezogen und anschließend der Emissionsbetrag abgezogen, der bei der Erzeugung derselben Strommenge in einem Kondensations-Kraftwerk* entstanden wäre.

Die Wärmegutschrift dient dem Vergleich von KWK-Systemen mit reinen Stromerzeugern. Die Vorgehensweise ist analog dem Stromgutschrift-Verfahren. Als Wärmegutschrift kann z. B. ein mit leichtem Heizöl betriebenes Zentralheizsystem angesetzt werden.

* vornehmlich Mittellastkraftwerk (Steinkohle)

5 Literaturverzeichnis

- /1/ M. Kuhn
Klimaänderungen: Treibhauseffekt und Ozon
Tatsachen, Erklärungen und Zahlenbeispiele zur menschlichen Beeinflussung des Klimas
durch Spurengase
Kulturverlag, Thaur/Tirol, 1990
ISBN 3-85395-148-1

- /2/ P. Borsch, H.-J. Wagner
Energie und Umweltbelastung
Springer Verlag, Berlin Heidelberg, 1992
ISBN 3-540-55623-0

- /3/ Bundesumweltministerium (Hrsg.)
Die Exposition durch Radon und seine Zerfallsprodukte in Wohnungen der Bundesre-
publik Deutschland und deren Bewertung
Verlag Gustav Fischer, Stuttgart, 1992
ISBN 3-437-11451-4

- /4/ Hessisches Ministerium für Umwelt, Energie und Bundesangelegenheiten
Wiesbaden, 1989;
Umweltwirkungsanalyse von Energiesystemen: Gesamt-Emissions-Modell-Integrierter
Systeme (GEMIS)

- /5/ Hessisches Ministerium für Umwelt, Energie und Bundesangelegenheiten
Wiesbaden, Januar 1993
Umweltanalyse von Energie-, Transport- und Stoffsystemen:
Gesamt-Emissions-Modell-Integrierter Systeme (GEMIS) Version 2.0
ISBN 3-89274-077-1

Rauchgasreinigung

H.-J. Wagner

Ökologisch verträgliche Energiewirtschaft
Universität-GH Essen
Schützenbahn 70
45117 Essen

1 Überblick über die technischen Reduktionsmöglichkeiten von Luftschadstoffen

Man unterscheidet bei den technischen Reduktionsverfahren von Luftschadstoffen zwischen Maßnahmen die vor oder während der Verbrennung durchgeführt werden (Primärmaßnahmen) und solchen, die im Rauchgasstrom, also nach der Verbrennung stattfinden (Sekundärmaßnahmen). Sekundärmaßnahmen werden auch als „End-of-Pipe-Techniken“ bezeichnet.

Primärmaßnahmen:

- Auswahl von Brennstoffsorten oder Aufbereitungsverfahren, die bei der Verbrennung weniger Schadstoffe hervorrufen, z. B.:
 - Entschwefelung von leichtem Heizöl in Raffinerien zur Verwendung in Hausheizanlagen
 - Einsatz schwefelarmer Kohlen und/oder Einsatz stickstoffarmer Brennstoffe
- Einsatz von Verbrennungstechniken, die durch ihre Konzeption weniger Schadstoffe erzeugen, z. B.: gestufte Verbrennung oder Wirbelschichtfeuerung
- Optimierung der Anlagentechnik, um durch höhere Wirkungsgrade weniger Brennstoff zu benötigen und dadurch die Schadstoffemissionen zu reduzieren.

Sekundärmaßnahmen:

Bei den Sekundärmaßnahmen sollen im folgenden

- Elektrofilter, Zykclone und Gewebefilter zur Staubabscheidung
- Naßwaschverfahren zur Entschwefelung
- Katalysatoren zur Entstickung und Reduktion von Kohlenwasserstoffen und Kohlenmonoxid

betrachtet werden.

In der Regel sind Primärmaßnahmen einfacher und preiswerter zu realisieren als Sekundärmaßnahmen. Häufig reichen diese jedoch nicht aus, um die vorgeschriebenen Grenzwerte zu erreichen, so daß oft beide Verfahrensweisen angewandt werden müssen. Nachfolgend werden die einzelnen Maßnahmen detaillierter dargestellt.

2 Entschwefelung

Das aus energietechnischen Anlagen emittierte SO_2 wird ausschließlich durch den bereits im Brennstoff enthaltenen Schwefel verursacht. Der Schwefelgehalt des Brennstoffs ist zum einen von der Brennstoffart (z. B. Braunkohle, Erdöl, Erdgas, etc.) abhängig und zum anderen kann er innerhalb einer Brennstoffart, je nach Gewinnungsregion, erheblich variieren.

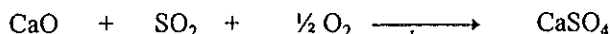
2.1 Primärmaßnahmen zur Entschwefelung

Der Schwefel in der Kohle liegt zu einem Teil organisch und zu einem anderen Teil anorganisch, meist in Form von Pyritschwefel, vor. Bereits in der ersten Stufe des Aufbereitungsverfahrens nach der Gewinnung wird der Pyritschwefel von der Kohle abgetrennt, wodurch nur noch der organisch gebundene Schwefel verbrennt.

Im Erdgas liegt der Schwefel in erster Linie in Form von Schwefelwasserstoff (H_2S) vor. Dieser wird nach der Gewinnung in Reinigungsverfahren reduziert, so daß das Erdgas nach diesem Schritt quasi schwefelfrei ist. Neben Umweltgesichtspunkten bedingt die Entschwefelung auch einen Schutz der Pipeline, da sich sonst aufgrund von Kondensation korrosive Schwefelsäure bildet.

Da es aus technischen und wirtschaftlichen Gründen nicht möglich ist, jeden Heizkessel zu entschwefeln, schreibt der Gesetzgeber vor, Heizöl EL (bzw. Diesel) nur noch mit Schwefelgehalten unter 0,05 Gew.-% (früher 0,2 Gew.-%) anzubieten. Die Entschwefelung erfolgt mit Wasserstoff zu H_2S bereits in der Raffinerie.

Eine weitere Primärmaßnahme zur Reduktion von SO_2 -Emissionen ist die Zugabe von basischen Stoffen, wie z. B. Calciumcarbonat (Kalksteinmehl) oder Calciumhydroxid. Diese Stoffe werden mit der Verbrennungsluft oder dem Brennstoff selbst in die Brennkammer eingebracht und verbinden sich während der Verbrennung gemäß der Beziehung



zu Gips (die Reaktion läuft bevorzugt bei Temperaturen zwischen 750 und 1000 °C ab). Diese Verfahren, die als Trockenadditiv-Verfahren bezeichnet werden, kommen hauptsächlich bei Kohlefeuerungen insbesondere bei der Braunkohle zum Einsatz. Auch bei Wirbelschichtfeuerungen wird dieses Verfahrensprinzip zur SO_2 -Minderung angewandt.

2.2 Sekundärmaßnahmen zur Entschwefelung

Die Trockenadditiv-Verfahren reichen in der Regel - mit Ausnahme der Wirbelschichttechnik - nicht aus, die geforderten Grenzwerte einzuhalten. Deshalb müssen zusätzlich oder anstelle dieser Verfahren Sekundärmaßnahmen durchgeführt werden. Hierzu werden überwiegend Naßwaschverfahren eingesetzt, bei denen das Rauchgas in einem Waschturm (Abb.2-1) im Gegenstrom zu einer kalkhaltigen Waschlösung geführt und dabei das im Rauchgas enthaltene Schwefeldioxid chemisch gebunden wird.

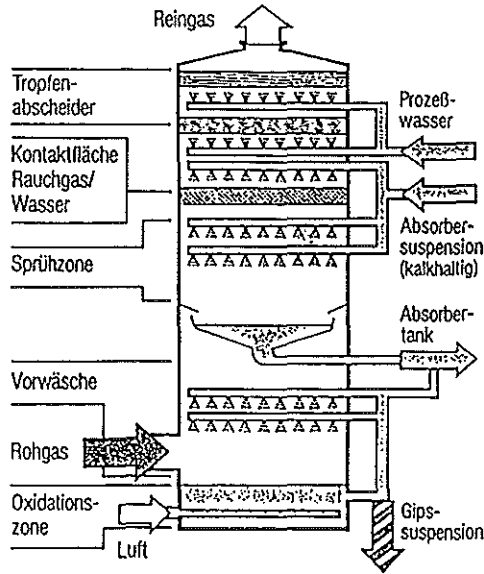
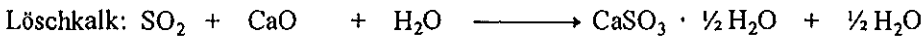
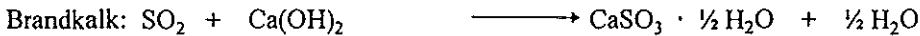
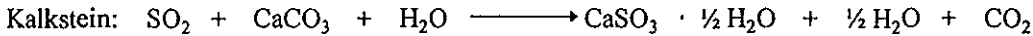
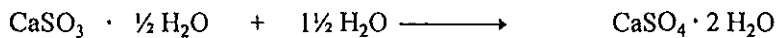
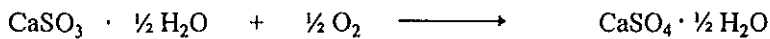


Abb. 2-1: Waschturm

Als Kalkprodukte werden (abhängig von wirtschaftlichen Gesichtspunkten) z. B. Kalkstein, Brandkalk oder gelöschter Kalk verwendet. Im Waschturm wird Schwefeldioxid gemäß den folgenden Beziehungen gebunden zu Calciumsulfat gebunden:



Das Calciumsulfat wird anschließend im Wäschersumpf durch Einblasen von Luft zu Calciumsulfat oxidiert. Dieses fällt nach Abbinden als Gips aus.



Der in der Rauchgasentschwefelungsanlage (REA) entstandene Gips kann, je nach Brennstoff, in seiner Kristallisationsform verschieden sein. Da dies jedoch die Verwendungsfähigkeit als Baustoff bestimmt, kommt überwiegend nur der Gips aus Steinkohlekraftwerken in der Bauindustrie zum Einsatz (zu annähernd 100 %). Für Gips aus Braunkohlekraftwerken ist zukünftig aufgrund neu entwickelter Verfahren mit einem vergleichsweise hohen Absatz als Baustoff oder Zuschlagsstoff in der Zementindustrie zu rechnen. Bisher wurde er zum überwiegenden Teil nach Vermischung mit Asche in ausgekohlten Tagebauen abgelagert.

Der Reduktionsgrad von Kraftwerk-REA's liegt bei ca. 90 % SO_2 -Minderung.

3 Entstickung

Stickoxide entstehen bei der Verbrennung durch drei Bildungsmechanismen:

- thermische NO_x -Bildung
- prompte NO_x -Bildung
- Brennstoff- NO_x -Bildung

Wie Abb.3-1 zeigt, wird die NO_x -Emission größtenteils durch thermische- und Brennstoff- NO_x -Bildung verursacht. Die prompte NO_x -Bildung ist dagegen von geringer Bedeutung.

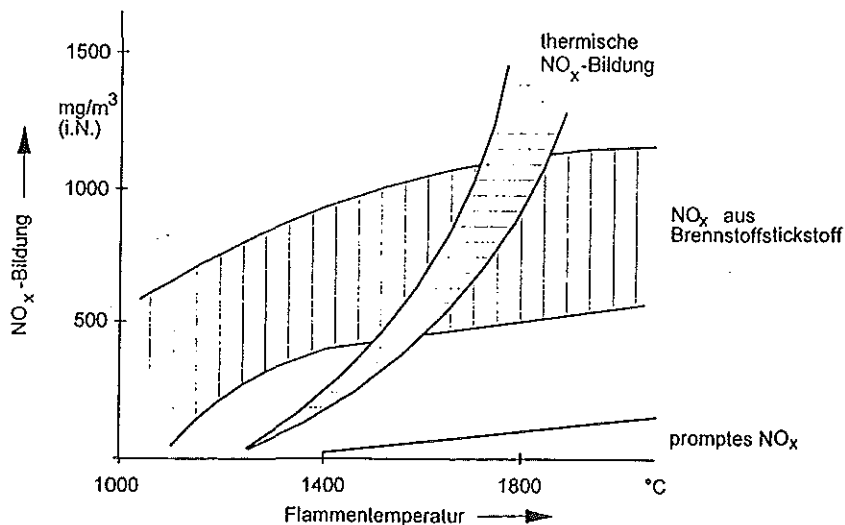


Abb. 3-1: Abhängigkeit zwischen Flammentemperatur und NO_x -Bildung am Beispiel einer Steinkohlefeuerung im Kraftwerk (nach /1/)

Bei Temperaturen oberhalb 1800 °C ist für die NO_x -Emission praktisch allein die thermische NO_x -Bildung maßgebend.

3.1 Primärmaßnahmen zur Entstickung

Als Primärmaßnahmen zur Entstickung werden eingesetzt:

- Verwendung stickstoffarmer Brennstoffe
- gestufte Verbrennung
- Abgasrückführung
- Wirbelschichtfeuerung
- Magergemischmotoren

Der Einsatz N-armer Brennstoffe reduziert im Gegensatz zu den anderen Primärmaßnahmen, die vornehmlich das thermische NO_x bekämpfen, die Brennstoff- NO_x -Bildung. Auf die thermische NO_x -Bildung hat diese Maßnahme keinen Einfluß.

Die gestufte Verbrennung hat zum Ziel, möglichst keine - für die thermische NO_x -Bildung maßgeblichen - hohen Temperaturen entstehen zu lassen. Dazu läßt man die Verbrennung räumlich in mindestens zwei Zonen ablaufen. In der Hauptverbrennungszone wird mit Sauerstoffmangel (unterstöchiometrisch) verbrannt. In der räumlich daran anschließenden zweiten Verbrennungszone wird Sekundärluft zugesetzt, so daß hier die Verbrennung bei Luftüberschuß (überstöchiometrisch) stattfindet. Bei der konstruktiven Verwirklichung der gestuften Verbrennung unterscheidet man zwischen Stufenfeuerung und Stufenbrenner. Bei der Stufenfeuerung wird die Stufung mit Hilfe einzelner Brenner und/oder Sekundärluft innerhalb eines Brennraumes durchgeführt. Der Stufenbrenner arbeitet nach dem gleichen Prinzip, jedoch sind die beiden Verbrennungszonen direkt an einem einzelnen Brenner verwirklicht (Abb. 3-2).

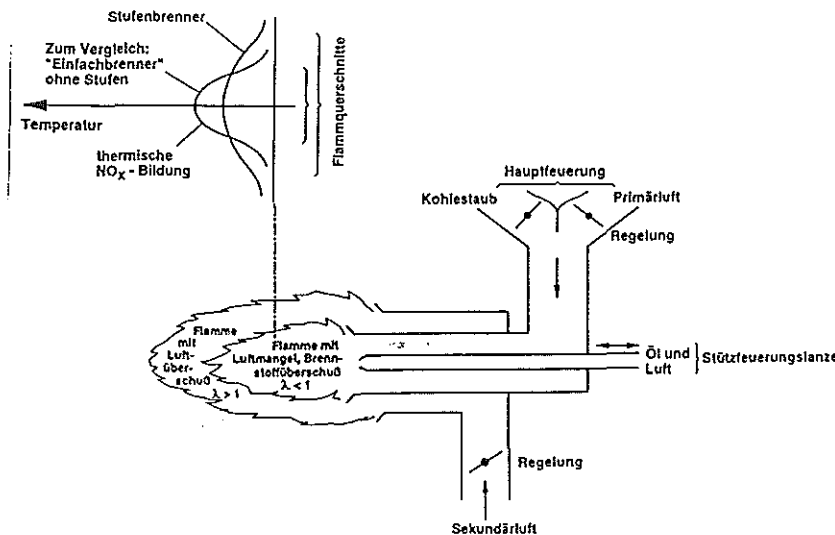


Abb. 3-2: Prinzipskizze eines Stufenbrenners

Bei der Abgasrückführung wird ein Teilstrom des Rauchgases wieder in den Verbrennungsraum zurückgeführt. Dadurch wird zum einen die Abgastemperatur gesenkt und somit die thermische NO_x -Bildung gehemmt. Zum anderen wird die Kohlenmonoxid-Emission reduziert, da eine weitere Aufoxidierung zu Kohlendioxid erfolgen kann.

Die Wirbelschichtfeuerung ist ein spezielles Verfahren zur Verbrennung fester Brennstoffe, wie beispielsweise Kohle. Diese, ursprünglich nicht aus Umweltschutzgründen eingesetzte Technik, wird heute in Leistungsbereichen von 10-750 Megawatt_{thermisch} aufgrund ihrer guten Emissionsbilanz verstärkt eingesetzt. Bei einer Wirbelschichtfeuerung wird zunächst das aus Inertmaterial (Sand, Asche) bestehende Wirbelgut durch Luftzufuhr von unten fluidisiert und erwärmt. Wenn die Zündtemperatur der zuzugebenden Kohle erreicht ist, wird diese in das fluidisierte Wirbelbett eingebracht und verbrennt durch Kontakt mit den heißen Bettpartikeln. Zusätzlich wird als primäre Entschwefelungsmaßnahme Kalksteinmehl zugegeben, was die Schwefeldioxid-Emissionen um über 90 % reduziert. Aufgrund des hohen Inertanteils im Wirbelbett (über 99 %) kann die Verbrennungstemperatur auf konstanten 850-900 °C gehalten werden. Es entstehen keine für die Stickoxidbildung relevanten Übertemperaturen. Nachteil der vergleichsweise niedrigen Temperatur sind die daraus resultierenden niedrigen Dampfparameter, jedoch sind weder REA noch DeNO_x erforderlich.

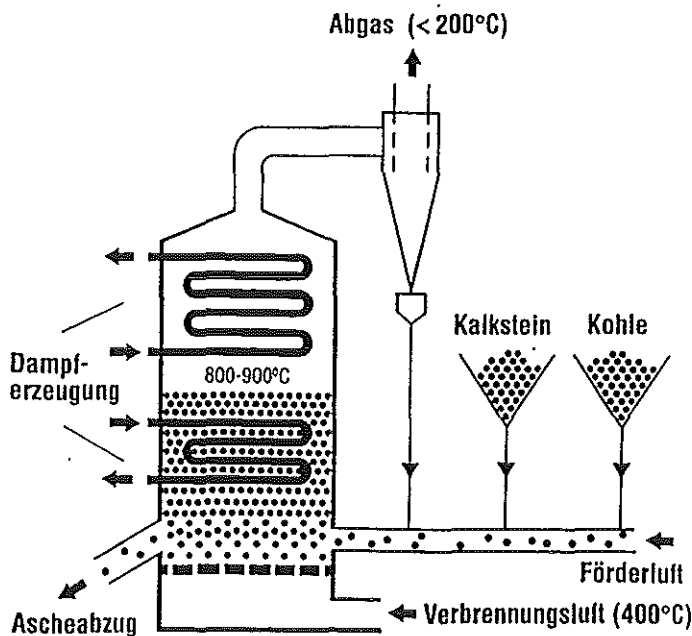


Abb. 3-3: Prinzipschema einer Wirbelschichtfeuerung

In Verbrennungsmotoren hat man es mit drei Schadstoffkomponenten (CO , NO_x , C_xH_y) zu tun, deren Konzentration im wesentlichen vom Luftverhältnis (λ) abhängig ist. Ist $\lambda < 1$, fehlt der für eine vollständige Oxidation von Kohlenmonoxid und Kohlenwasserstoffen und die

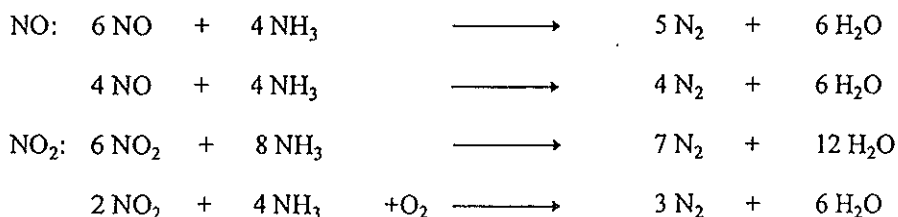
Stickoxidbildung notwendige Sauerstoff. Ist $\lambda > 1$ sinkt der Kohlenmonoxidgehalt infolge vollständiger Verbrennung, und die thermische Stickoxidbildung nimmt ab, da der Luftüberschuß zu einer Verringerung der Verbrennungstemperatur führt. Insbesondere durch Temperaturgradienten kommt es bei Luftüberschuß zu einer verstärkten Bildung von Kohlenwasserstoffen. Bei großen Verbrennungs-Luftverhältnissen ($\lambda \geq 1,2$) ist ein Bereich vorhanden, in dem der Ausstoß jeder dieser Komponenten relativ gering ist. Dieselmotoren werden aufgrund ihres Funktionsprinzips generell mit höheren Luftverhältnissen, und somit in diesem Bereich gefahren. Bei Otto-Motoren wird dieser Effekt durch sog. Magergemischmotoren ausgenutzt. Eine weitere Schadstoffminderung läßt sich durch eine Kombination solcher Motoren (Diesel, Magergemisch) mit einer Abgasrückführung und/oder einem Oxidationskatalysator verwirklichen.

Bei Blockheizkraftwerken - sowohl erdgas- als auch heizölbefeuert - müssen ebenfalls Maßnahmen zur Entstickung durchgeführt werden. Diese unterscheiden sich grundsätzlich nicht von den hier beschriebenen Maßnahmen für Fahrzeugmotoren.

3.2. Sekundärmaßnahmen zur Entstickung

Während bei Braunkohlekraftwerken die bei der Entstickung eingesetzten Primärmaßnahmen in der Regel ausreichen, sind beim Einsatz von Steinkohle und schwerem Heizöl gewöhnlich zusätzliche Sekundärmaßnahmen erforderlich.

Bei Feuerungsanlagen, die nach dem SCR* - oder SNCR** -Verfahren entstickt werden, wird Ammoniak (oder ggf. Harnstoff) in das Rauchgas eingedüst. Es gelten folgende Reaktionsgleichungen für die zu reduzierenden Komponenten NO und NO₂:



Für diese Reaktionen gibt es nur einen Temperaturbereich, in dem ein maximaler Reduktionsgrad erreicht wird.

Bei der Abwesenheit eines Katalysators (SNCR-Verfahren) liegt dieser Temperaturbereich zwischen 850-1100 °C. Aus diesem Grund muß bei diesem Verfahren das Reduktionsmittel noch im Brennraum bzw. vor dem Überhitzer in den Rauchgasstrom eingedüst werden. Da eine ideale Verteilung des Ammoniaks im Rauchgas dort technisch nicht zu realisieren ist und es ferner zu einer teilweisen Oxidation des Ammoniaks kommen kann, ist eine Überschußdosierung notwendig. Je höher der gewünschte Reduktionsgrad ist, desto größer ist die erforderliche Überschußdosierung und der daraus resultierende Ammoniak-Schlupf, d.h. der nicht genutzte Anteil von Ammoniak, der aus dem Schornstein entweicht. Aus diesen

* Selectiv Catalytic Reduction

** Selectiv Non Catalytic Reduction

Gründen wird das SCR-Verfahren präferiert. Die beim SNCR-Verfahren technisch realisierbaren NO_x -Reduktionsgrade liegen aus den genannten Sachverhalten bei maximal 70 %.

Der wesentliche Effekt des Kraftwerkskatalysators (SCR-Verfahren) liegt bei der Senkung des optimalen Temperaturbereiches für die oben genannten Reaktionsgleichungen auf ca. 300-400°C. Dadurch ist es möglich, die Ammoniakzugabe nicht im Brennraum, sondern erst unmittelbar vor dem Katalysator (zwischen Dampferzeuger und Schornstein) durchzuführen, wobei eine optimale Durchmischung mit dem Rauchgas gewährleistet wird, welche zusätzlich noch durch den konstruktiven Aufbau des Katalysators verstärkt wird.

Der Kraftwerkskatalysator besteht in der Regel aus einem keramischen Trägermaterial mit einer katalytisch wirkenden Beschichtung aus Vanadiumpentoxid. Die einzelnen Elemente sind etwa 1m lang (Querschnitt 15 cm x 15 cm). Diese werden gemäß Abb.3-4 zu Modulen zusammengesetzt und in mehreren Ebenen in den Reaktor eingebaut.

Der NO_x -Reduktionsgrad beim SCR-Verfahren kann bei einer Rauchgastemperatur von 350 °C Werte über 90 % erreichen.

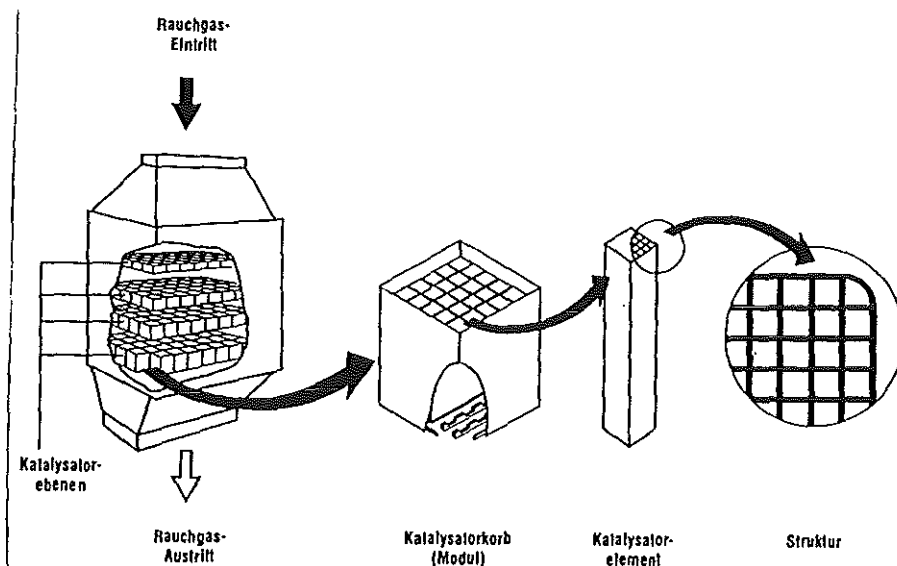
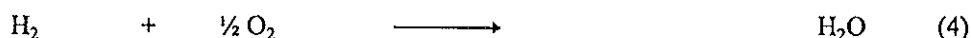
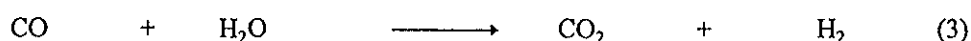
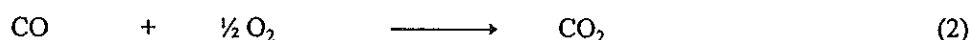
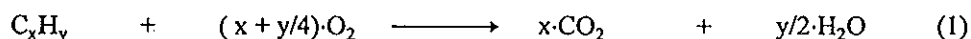


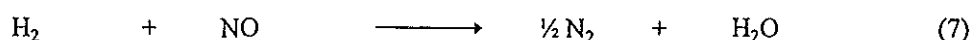
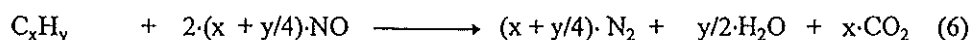
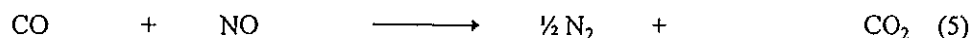
Abb. 3-4: Aufbau eines Kraftwerkskatalysators

Die bei Fahrzeugmotoren eingesetzten Katalysatoren arbeiten ohne Zugabe von Reduktionsmitteln und sind damit grundverschieden von Kraftwerkskatalysatoren. Die Wirkungsweise der Fahrzeugkatalysatoren beruht auf der Beschleunigung von Oxidations- und Reduktionsreaktionen zwischen den einzelnen Rauchgaskomponenten, indem die dafür erforderliche Energieschwelle erheblich herabgesetzt wird.

Bei Luftverhältnissen von $\lambda > 1$ finden vereinfacht die folgenden **Oxidationsreaktionen** statt:



Bei Luftverhältnissen von $\lambda < 1$ finden folgende **Reduktionsreaktionen** statt:



Die in Kraftfahrzeugen eingesetzten Katalysatorsysteme lassen sich übergeordnet in Oxidations-, Doppelbett- und Drei-Wege-Katalysatoren unterteilen.

Beim **Oxidationskatalysator** werden gemäß den Gleichungen (1) bis (4) Kohlenwasserstoffe und Kohlenmonoxid zu Wasser und Kohlendioxid oxidiert. Dabei werden Luftverhältnisse von $\lambda > 1$ benötigt, die gegebenenfalls durch Sekundärluft eingestellt werden. Der Ausstoß von Stickoxiden kann mit einem Oxidationskatalysator nicht verringert werden.

Der **Doppelbettkatalysator** besteht aus einem Reduktionskatalysator und einem diesem nachgeschalteten Oxidationskatalysator. Im Reduktionskatalysator werden die Stickoxide bei $\lambda < 1$ gemäß den Gleichungen (5) bis (7) zu Stickstoff reduziert. Um den erforderlichen Luftüberschuß im nachfolgenden Oxidationskatalysator (Gleichungen (1) bis (4)) zu gewährleisten, wird vor dieser Stufe zusätzlich Sekundärluft eingedüst. Bei diesem System findet die Verbrennung zunächst unterstöchiometrisch statt, wodurch sich gegenüber anderen Motorkonzepten ein höherer Treibstoffverbrauch ergibt. Weitere Nachteile des Doppelbettkatalysators sind zum einen sein komplizierter Aufbau und zum anderen die Möglichkeit Bildung von Ammoniak in der Reduktionsstufe, welcher dann in der anschließenden Oxidationsstufe wieder zu NO_x aufoxidiert werden kann. Aufgrund dieser Sachverhalte hat sich der Doppelbettkatalysator in Europa großtechnisch nicht durchgesetzt.

Der **Drei-Wege-Katalysator** vereint die Reaktionen (1) bis (7) in einem Katalysator-Element, welches die drei Schadstoffe Stickoxid, Kohlenwasserstoff und Kohlenmonoxid simultan minimiert (daher rührt auch sein Name). Dieses ist jedoch nur bei einem Luftverhältnis von $\lambda = 1$ bzw. in einem schmalen Bereich um diesen Wert, dem sog. λ -Fenster, realisierbar. Hierzu wird das Brennstoffgemisch (Vergaser, Einspritzpumpe) über eine Meßsonde im Rauchgasstrom vor dem Eintritt in den Katalysator, der sogenannten λ -Sonde, geregelt. Der Drei-Wege-Katalysator ist bei Otto-Motoren, die auf ein Luftverhältnis von $\lambda = 1$ konzipiert sind, das effektivste und allgemein bevorzugte Katalysatorverfahren. Nach der gesetzlich gelenkten, großtechnischen Einführung von Kraftfahrzeugkatalysatoren wurde zum Teil Altfahrzeuge mit ungeregelten Drei-Wege-Katalysatoren nachgerüstet, Sie

erreichen einen Summenabbau der Schadstoffe von bis zu 50 %. Beim geregelten Drei-Wege-Katalysator liegt dieser Wert bei über 90 %.

Motoren, die aufgrund ihres Funktionsprinzips nur mit hohen Luftverhältnissen betrieben werden können, wie z. B. Diesel- oder Magergemischmotoren, können nur mit Oxidationskatalysatoren kombiniert werden, die die Kohlenwasserstoffe und, wenn nötig, auch das Kohlenmonoxid weiter vermindern. Ein weiterer katalytischer Stickoxidabbau ist nicht möglich, da der hohe Sauerstoffgehalt ($\lambda > 1,2$) dies nicht zuläßt. Aufgrund dieses Sachverhaltes werden solche Motoren oft zusätzlich mit Abgasrückführung ausgestattet.

Der Vollständigkeit halber soll nochmals in Erinnerung gerufen werden, daß die gleiche Technik auch bei Blockheizkraftwerken zum Einsatz kommt.

4 Entstaubung

4.1 Entstaubung bei Kraftwerken und Industrieanlagen

Staubabscheider können gemäß ihrem physikalischen Prinzip in vier Hauptgruppen unterteilt

werden (siehe auch /2/):

- Massenkraftabscheider
- Filternde Abscheider
- Naßabscheider
- Elektrofilter

Massenkraftabscheider

Die Gruppe der Massenkraftabscheider umfaßt alle Verfahren, bei denen lediglich Massenkräfte (Schwerkraft, Trägheitskraft, Zentrifugalkraft) auf die Staubpartikel wirken und zu deren Abtrennung vom Trägergas führen (Abb. 4-1).

Beim Schwerkraftabscheider wird durch eine beträchtliche Querschnittserweiterung des Abgasstromes dessen Geschwindigkeit so stark reduziert, daß es zum Absetzen der Staubpartikel kommt.

Beim Trägheitskraftabscheider beruht das Funktionsprinzip auf einer abrupten Richtungsänderung des Abgases, welche die Staubpartikel aufgrund der auf sie wirkenden Trägheitskraft aus der Kernströmung heraustreten läßt. Die Abscheidung erfolgt dann entweder durch die Schwerkraft oder durch das Auftreffen auf ein Hindernis.

Der Fliehkraftabscheider, auch Zyklon genannt, entspricht gewöhnlich einem konisch zulaufenden Blechkegel, in den der Abgasstrom tangential eintritt und durch ein zentrisch angeordnetes Tauchrohr wieder austritt. Dadurch wird der staubbeladene Abgasstrom in

Rotation versetzt, und die Staubpartikel werden aufgrund der Zentrifugalkraft nach außen getrieben, was zwangsläufig ein Absetzen zur Folge hat.

Massenkraftabscheider sind im allgemeinen sehr einfache Apparate hinsichtlich Betrieb und Wartung. Ein weiterer Vorteil ist ihr niedriger Druckverlust und damit geringer Betriebsenergieverbrauch. Massenkraftabscheider filtern jedoch nur Grobstäube, da feine Partikel von den Massenkraften nicht in ausreichendem Maße beeinflusst werden. Abscheider dieser Art werden hauptsächlich in Bereichen mit geringen Anforderungen an den Abscheidegrad eingesetzt, wie beispielsweise in Sägewerken. Im Kraftwerksbereich sind Massenkraftabscheider stellenweise als Vorabscheider installiert.

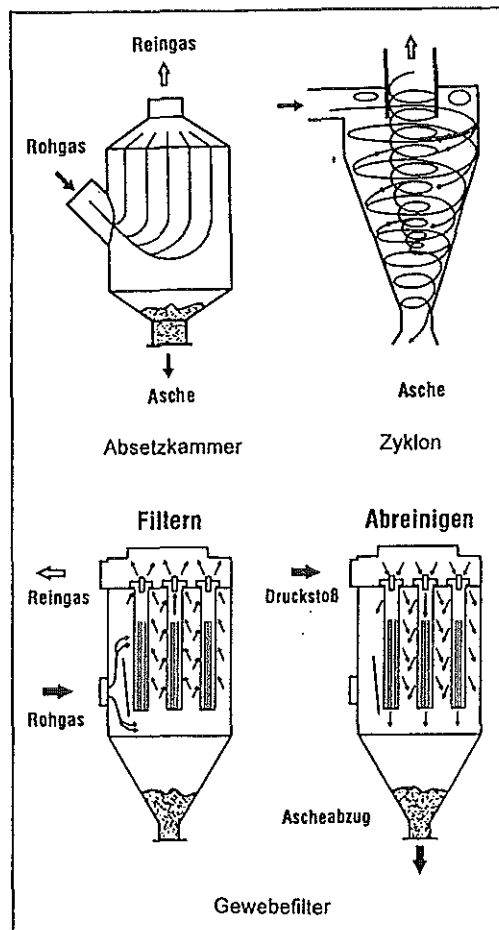


Abb.4-1 Absetzkammer, Zyklon und Gewebefilter

Filternde Abscheider

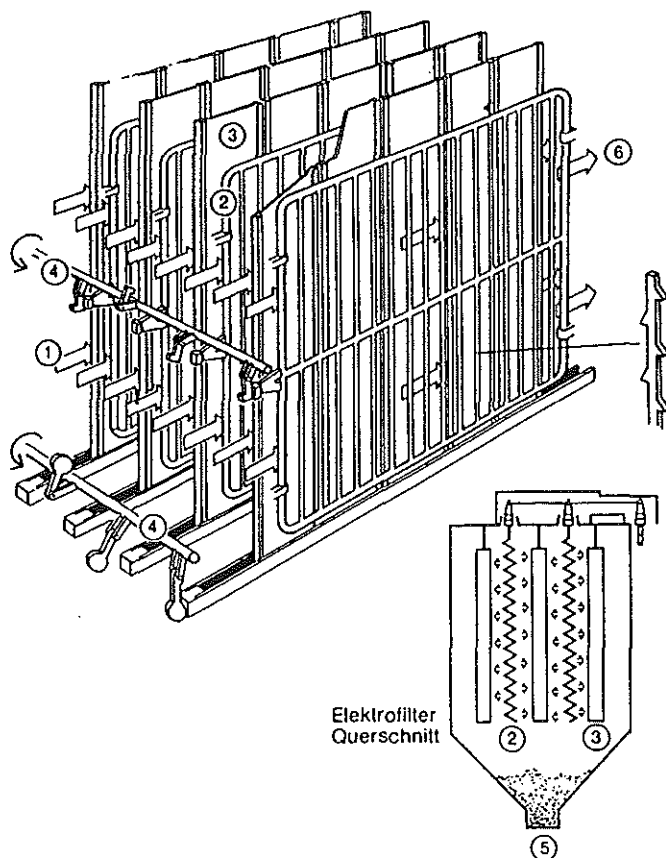
Filternde Abscheider sind konstruktiv so gestaltet, daß das zu reinigende Medium ein Filterelement durchströmen muß. Das Filterelement kann entweder ein Sieb oder ein Gewebe sein, welches aufgrund seiner Maschenweite nur entsprechend kleine Körner passieren läßt. Es kann sich auch um eine Schüttung oder einen porösen Körper handeln, in dem neben der Oberflächenfiltration (große Körner) zusätzlich eine Tiefenfiltration (kleine Körner) stattfindet. Bei den filternden Abscheidern stellen die Tuch- und Gewebefilter die wichtigste Gruppe dar, da sie unter anderem auch bei großen Volumenströmen das Ausfiltern kleinster Partikel ermöglichen. Gewebefilter werden aus Textil-, Teflon-, oder Glasfasern gefertigt und meist in Form von Schläuchen verwendet (Abb. 4-1). Der Filterkuchen wird von Zeit zu Zeit durch Rütteln der Schläuche oder einen rückwärtigen Druckstoß entfernt. Im Energiebereich werden Gewebefilter bei kleinen Anlagen bis ca. 50 MW eingesetzt. Dieses Filterprinzip ist auch aus dem Alltag bekannt, z. B. als Filter in Staubsaugern, Dunstabzugshauben und Pollenfiltern in Kraftfahrzeugen.

Naßabscheider

Bei den Naßabscheidern wird, wie der Name bereits sagt, Flüssigkeit (zumeist Wasser) zur Niederschlagung des Staubes verwendet. Hierbei werden die einzelnen Staubpartikel mit der Waschflüssigkeit zusammengebracht, an diese gebunden und gemeinsam mit ihr abgeführt. Der Abscheideeffekt liegt dabei in der Verstärkung der Massenkräfte durch die anhaftende Flüssigkeit. Naßabscheider sind oft einfache Apparate, deren Betrieb und Wartung leicht zu realisieren ist. Es lassen sich mit ihnen sehr hohe Abscheidegrade erzielen. Als Nachteil ergibt sich jedoch die in der Regel erforderliche Abwasseraufbereitung. Haupteinsatzgebiete für Naßabscheider sind industrielle Prozesse. Der Waschturm einer REA fungiert ebenfalls, neben seinem eigentlichen Verwendungszweck, als Naßabscheider. In ihm werden kleinere Staubpartikel, die vom vorgeschalteten Elektrofilter nicht abgeschieden werden konnten, größtenteils eliminiert.

Elektrofilter

Der Elektrofilter ist der im Kraftwerksbereich vorrangig genutzte Apparat zur Entstaubung. Mit diesem lassen sich Abscheidegrade von bis zu 99,9 % verwirklichen. Der Elektrofilter ist wie ein Kondensator aufgebaut, wobei eine linienförmige Sprühelektrode (oft in Form gezackter Drähte) die Kathode darstellt und eine flächenförmige Niederschlagselektrode als Anode wirkt. Zwischen Sprüh- und Niederschlagselektrode wird eine Gleichspannung von 30-80 kV angelegt, wodurch ein elektrisches Feld entsteht, dessen Feldstärke an der Sprühelektrode am größten ist und an deren Spitze sein Maximum hat. Je nach Ausbildung der Niederschlagselektrode können Elektrofilter als Röhren- oder Plattenfilter gebaut werden. Der Röhrenelektrofilter besteht aus einer Anzahl von Rohren, durch die das Abgas meist senkrecht von unten nach oben strömt. In der Achse der Rohre sind Sprühelektroden angeordnet. Im Plattenfilter, welcher den größeren Anwendungsbereich einnimmt, sind die Niederschlagselektroden gemäß Abb. 4-2 in Form von Platten ausgebildet, zwischen denen jeweils mehrere Sprühelektroden mittig angeordnet sind.



- 1 Rohgaseintritt
- 2 Sprühelektroden
- 3 Niederschlags Elektroden
- 4 Klopferwerk
- 5 Ascheabzug
- 6 Reingasaustritt

Elektrofilter
Querschnitt

Abb. 4-2: Prinzipskizze eines Elektrofilters

Durchströmt das Rauchgas den Elektrofilter, so werden durch die hohen Feldstärken an den Spitzen der Sprühelektrode Gasmoleküle ionisiert (Koronaeffekt). Die positiven Gasionen bleiben in der Nähe der Sprühelektrode, und die nun freien Elektronen werden aufgrund des hohen elektrischen Feldes sehr stark in Richtung der Niederschlags Elektrode beschleunigt. Auf diesem Weg stoßen sie gegen andere Gasmoleküle und ionisieren diese ebenfalls. Dieser Effekt ist jedoch nur bis zu einer bestimmten Feldstärke möglich, da der Weg zur Niederschlags Elektrode in eine kurze aktive Zone und eine lange passive Zone zu unterteilen ist. Die aktive Zone nahe der Sprühelektrode ist in der Regel von einer *Korona* (Lichtimpulse der Gase beim Zusammenstoß) gekennzeichnet. Die durch die Ionisierung massenhaft freigesetzten Elektronen lagern sich an Gasmoleküle und diese wiederum an das Staubkorn an. Gemeinsam geht es dann zur Niederschlags Elektrode. Nur selten gehen die freien Elektronen direkt an ein Staubkorn.

Da bei höheren Temperaturen die Haftung zwischen Gasmolekül und Staub aufgrund der Braun'schen Molekularbewegung nachläßt, liegt die Einsatzgrenze von Elektrofiltern bei einer Rauchgastemperatur von ca. 400 °C.

Die Niederschlags Elektroden müssen kontinuierlich abgereinigt werden. Hierbei unterscheidet man je nach Verfahren zwischen Trocken- und Naßelektrofilter. Während beim

Trockenelektrofilter (Abb. 4-2) die Platten mechanisch durch Klopferwerke gereinigt werden, erfolgt dies beim Naßelektrofilter durch Abspülen mit Wasser.

Abscheidegrade und Partikelgröße

Die einzelnen Filterbauarten besitzen unterschiedliche Abscheidegrade. Diese sind abhängig von der Korngröße (Tab. 4-1) der abzuscheidenden Partikel. Massenkraftabscheider entfernen lediglich relativ große Partikel, während Gewebe- und Elektrofilter in der Lage sind, auch Feinststäube vom Rauchgas abzutrennen.

Grundsätzlich gilt, daß bei größeren Partikeln der Abscheidegrad höher ist, als bei kleinen Partikeln. Wie bereits erwähnt, spielen bei den gesundheitlichen Auswirkungen von Stäuben Partikel mit geringer Korngröße eine wichtigere Rolle als größere Partikel.

Filter	Minimale (Partikelgröße μm)	Abscheidegrad
Schwerkraftabscheider	> 50	< 50
Fliehkraftabscheider	10 - 50	50 - 90
Naßabscheider:		
Sprühwäscher	> 10	< 80
Venturiwäscher	> 0,5	< 90
Gewegefilter	< 1	> 99
Elektrofilter	< 1	95 - 99

Tab. 4-1: Anhaltswerte für den Abscheidegrad und die noch abgeschiedene Korngröße

4.2 Entstaubung bei Fahrzeugen

Da die von Dieselmotoren emittierten Rußpartikel wegen der teilweisen Anhaftung von polyzyklischen Aromaten (krebserregend) ein Gesundheitsrisiko darstellen, werden zur Zeit Partikelfilter für den großtechnischen Einsatz entwickelt. Diese Filter bestehen gemäß Abb. 4-3. aus porösen keramischen Elementen, die je nach Porengröße kleinste Teilchen des Abgases zurückhalten können. Problematisch ist das Zusetzen des Filters durch Rußpartikel. Dies kann nur durch Abbrennen des Rußes von Zeit zu Zeit verhindert werden. Eine weitere Möglichkeit wäre es, den Filter nach einer bestimmten Betriebszeit zu ersetzen. Insgesamt gesehen sind diese Filterbauarten noch in der großtechnischen Erprobung.

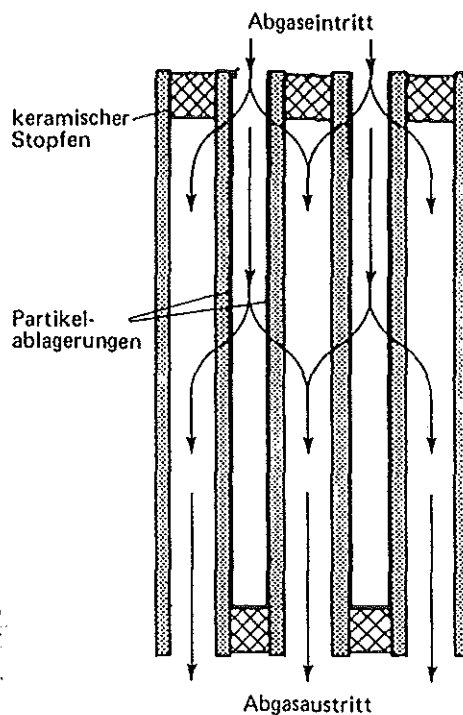


Abb. 4-3 Partikelfilter eines Dieselmotors (nach /3/)

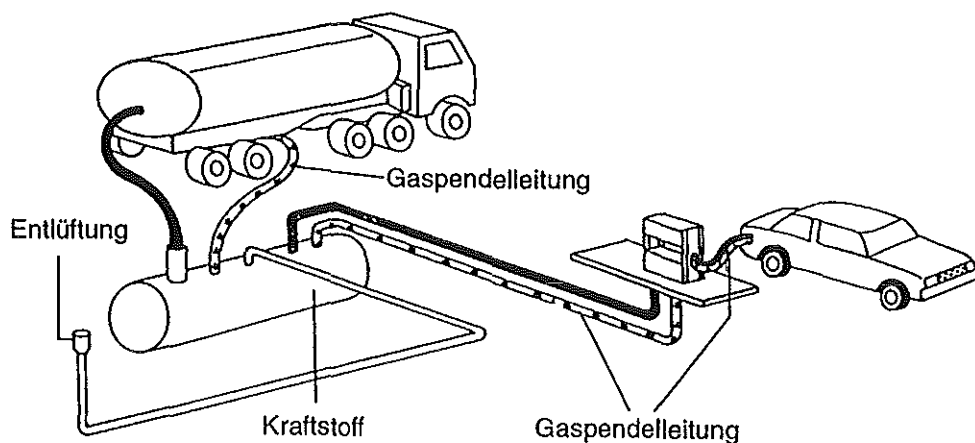
5 Weitere Schadstoffe und Reduktionsmöglichkeiten

5.1 Kohlenwasserstoffe aus Verdunstung von Kraftstoffen

Ein nicht zu vernachlässigender Anteil der in die Atmosphäre gelangten Kohlenwasserstoffe, man schätzt ca. 5 %, resultiert aus der Verdunstung von Kraftstoffen während des Umschlagens oder der Betankung, sowie aus Dämpfen aus dem Tank selbst. Da diese Dämpfe zu nennenswerten Anteilen Benzol enthalten, das als kanzerogen und mutagen gefürchtet ist, hat der Gesetzgeber das Gaspendelsystem^{*} und den Saugrüssel^{**} mit einer Übergangsfrist von maximal 5 Jahren vorgeschrieben (beginnend ab Januar 1995).

^{*} 20. Verordnung zum Bundesimmissionsschutzgesetz

^{**} 21. Verordnung zum Bundesimmissionsschutzgesetz

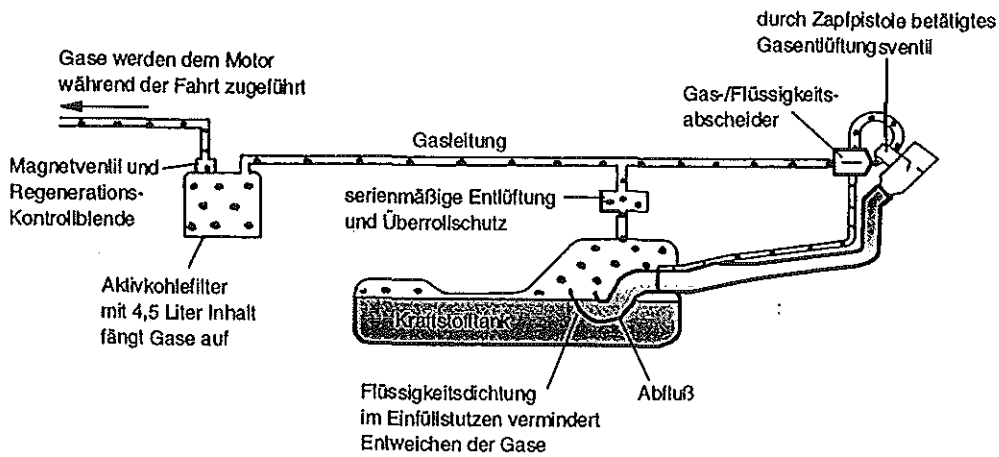


Quelle: Erdöl, Erdgas, Kohle 10/1986

Abb. 5-1 Gaspendelverfahren und Saugrüssel

Beim Gaspendelverfahren (Abb. 5-1) werden Lieferfahrzeuge nicht mittels atmosphärischer Belüftung, sondern über eine Gaspendelleitung zum Lagertank befüllt bzw. entleert. Der Saugrüssel (Abb. 5-1) ist eine spezielle Zapfpistole, bei der um den Zapfhahn herum ein Trichter angeordnet ist. Über eine zweite Leitung werden die in der Umgebung der Zapfpistole freiwerdenden Dämpfe abgesaugt und in den Lagertank zurückgeführt (Gasrückführsystem).

Parallel zu diesem auf die Tankstellen bezogenen Verfahren gibt es zusätzlich eine fahrzeugspezifische Technik (Abb. 5-2), bei der in die Entlüftung des Fahrzeugtanks ein Aktivkohlefilter integriert ist, dessen Beladung während der Fahrt über die Verbrennungsluft wieder abgebaut wird.



Quelle: Erdöl, Erdgas, Kohle 10/1986

Abb. 5-2 Aktivkohlefilter in Kraftfahrzeugen

5.2 Kondensate aus Brennwertkesseln

Durch die Vorteile der Brennwertkessel bei der Brennstoffausnutzung und bei den Emissionen, erfährt diese Technik einen immer größer werdenden Einsatz. Das Funktionsprinzip beruht im wesentlichen darauf, daß im Gegensatz zu konventionellen Heizkesseln auch das im Rauchgas enthaltene Wasser kondensiert wird und somit die Verdampfungswärme dieses Wasseranteils auch energetisch genutzt wird. Der Nachteil dieses Verfahrens ist jedoch, daß der kondensierte Wasseranteil (bis zu einigen 100 Litern pro Jahr) durch die im Brennstoff enthaltenen Elemente Schwefel, Stickstoff, etc. zu einer sauren Lösung wird. Führt man das Kondensat direkt in die Kanalisation ab, wirkt es dort korrosiv, sofern es nicht durch andere Abwasserströme neutralisiert wird. Im Bereich der Privathaushalte wird diese Problem jedoch als nicht kritisch betrachtet, da dort durch Seifen und Waschmittel gewöhnlich große Mengen Laugen als Abwasser anfallen.

6 Literaturverzeichnis

- /1/ E. Weber, P. Gillmann
Umweltschutz im Kohlekraftwerk
Steag (Hrsg.) Strom aus Steinkohle
Springer Verlag, Heidelberg, 1988, S.441
zitiert nach:
J. Zellkowski
Kohleverbrennung, Bd.8 der Fachbuchreihe „Kraftwerkstechnik“
VGB,1986
- /2/ E. Weber, W. Brocke
Apparate und Verfahren der industriellen Gasreinigung; Band 1: Feststoffabscheidung
R. Oldenbourg Verlag GmbH
München, 1973
ISBN 3-486-39541-6
- /3/ P.H. Engler
Katalysatoren zur Reduzierung von Schadstoffen in Autoabgasen
Magazin: Luftreinhaltung; Juni 1988; S. 27

Treibhauseffekt und Klimamodelle

Chr.Holzapfel

Forschungszentrum Jülich GmbH (KFA)

Programmgruppe Systemforschung und

Technologische Entwicklung (STE)

52425 Jülich

H.-J.Wagner

Ökologisch verträgliche Energiewirtschaft

Universität-GH Essen

Schützenbahn 70

45117 Essen

1. Der Treibhauseffekt

Ein energetisches System ist dann im Gleichgewicht (d.h. z.B.: Temperatur = konst.), wenn die zugeführte Energie gleich der abgeführten ist. Wenn diese Energieflüsse vom Gleichgewichtszustand abhängen, dann wird im allgemeinen dieser Gleichgewichtszustand auch bestimmt durch die Energiebilanz. Für die Erde als energetisches System ist die zugeführte Energie die von der Sonne kommende Strahlung, soweit sie von der Erde absorbiert wird. Die abgeführte Energie ist die Wärmestrahlung der Erde in den Weltraum. Die Wärmestrahlung der Erde ist von ihrer Oberflächentemperatur abhängig. So wird die Temperatur der Erde durch die Energiebilanz zwischen Absorption der Strahlung, die von der Sonne kommt, und Emission der Wärmestrahlung bestimmt. Andere Energiequellen, wie z.B.

Wärmeströme durch Verbrennung oder Wärmeströme aus dem Erdinneren, sind vernachlässigbar. Eine einfache Bilanzierung, bei der die Erde als schwarzer Körper betrachtet wird, ohne Absorption in der Atmosphäre würde zu einer Oberflächentemperatur der Erde von -18°C führen, also um 33°C tiefer als die beobachtete mittlere globale Temperatur von $+15^{\circ}\text{C}$.

Der Treibhauseffekt basiert auf der physikalischen Gegebenheit, daß die Wärmestrahlung vom Erdboden in der Atmosphäre teilweise absorbiert wird und zum Boden zurückgestrahlt wird. Erst die Absorption der IR-Strahlung in der Atmosphäre führt zu der beobachteten Oberflächentemperatur. Den wichtigsten Beitrag zu diesem Effekt liefert der Wasserdampf in der Atmosphäre mit ca. 21°C . Die nur 0.03% Kohlendioxid in der Atmosphäre liefern immerhin ca. 7°C , während die restlichen 5°C durch Methan, Stickoxide und Ozon bedingt sind (C.D.Schönwiese, 1987).

Ohne diesen "natürlichen Treibhauseffekt" wäre Leben in der uns bekannten Form auf der Erde kaum möglich, da der notwendige Wasserkreislauf bei -18°C eingefroren wäre. Im Treibhaus geschieht allerdings die Erwärmung durch andere Vorgänge. Dort wird die warme Luft von den Glasscheiben zurückgehalten, und nicht die IR-Strahlung. Deshalb ist der Name Treibhaus-Effekt irreführend. Er hat sich jedoch allgemein eingebürgert.

Die beiden Hauptbestandteile der Atmosphäre, N_2 und O_2 , haben kein elektrisches Dipolmoment, so daß ihre Schwingung optisch nicht aktiv sind. Ar hat als Atom keine Schwingungsbanden. Diese tragen also nicht zum Treibhauseffekt bei. Allerdings absorbiert O_2 in der Stratosphäre im UV-Gebiet, wodurch hier die O_3 -Schicht entsteht. Dieser Prozess führt auch zu einer Erwärmung dieser Schicht in der Stratosphäre.

Kohlendioxid zeigt, obwohl es ein lineares symmetrisches Molekül ohne Dipolmoment ist, für zwei nichtsymmetrische Schwingungsmoden um $4\text{ }\mu\text{m}$ und um $15\text{ }\mu\text{m}$ Rotations-Schwingungs-Banden (A.Eucken, K.H.Hellwege (ed., Landolt-Börnstein), 1951, H.H.Nielsen, 1958). Der Hauptbeitrag des CO_2 zur Erwärmung kommt von der $15\text{ }\mu\text{m}$ Bande. Da diese Bande jedoch optisch dicht ist, hängt die Temperaturänderung nur logarithmisch von der CO_2 -Konzentration ab. Die $4\text{ }\mu\text{m}$ Bande ist zwar auch stark, spielt jedoch in dem vorliegenden atmosphärischen Temperaturbereich für die Energiebilanz keine Rolle. Die $15\text{ }\mu\text{m}$ Bande jedoch liegt in der Nähe des Maximums der Emissionskurve eines schwarzen Körpers bei 255 - 300 Kelvin. Die schwachen Banden an den Flügeln der $15\text{ }\mu\text{m}$ Bande im Bereich 12 - 18 μm , sowie bei 10 μm

und 7.6 μm , sowie weiterhin die schwachen Banden der anderen Spurenstoffe sind optisch dünn, d.h. die Temperaturänderung ist proportional zur Konzentration dieser Spurenstoffe (F.M.Luther, R.G.Ellingson, 1985).

Die Rotations-Schwingungsbanden des Wassers sind in diesem Bereich ebenfalls stark vertreten, daher der große Einfluß von H_2O , zeigen aber zwischen 8 und 15 μm ein breiteres Fenster. Am Rande dieses Fensters liegt die 15 μm -Bande des CO_2 . Das zeigt, daß CO_2 sehr wohl zur Absorption beiträgt, obwohl H_2O in viel größerer Menge in der Atmosphäre vorhanden ist.

Die Temperatur unserer Erde reagiert also erheblich auf eine Änderung der CO_2 -Konzentration der Atmosphäre. Während der Eiszeit war auch der CO_2 -Gehalt der Atmosphäre wesentlich reduziert, er betrug etwa die Hälfte des heutigen Wertes. Aus den im grönländischen Eis eingeschlossenen Luftblasen fossiler Luft lassen sich u.a. die CO_2 - und Methangehalte der Atmosphäre früherer Zeiten ermitteln. Man findet für die letzten 160.000 Jahre gute Korrelation mit den Temperaturwerten, die aus den Verhältnissen der Sauerstoffisotopen ^{16}O und ^{18}O gewonnen wurden. Niedrige CO_2 -Gehalte sind mit niedrigen ^{18}O -Gehalten im Eis verbunden (A.Neftel, 1991, C.D.Schönwiese, 1991).

Sowohl der CO_2 -Gehalt als auch der Methangehalt der Atmosphäre waren während der Zwischeneiszeiten höher als während der Eiszeiten. Allerdings ist nicht klar, ob die Schwankungen der Treibhausgaskonzentrationen die Klimaänderungen verursacht haben oder umgekehrt (S.H.Schneider, 1989).

Heute steigt der CO_2 -Gehalt langsam an, so daß sich der Wert mit der heutigen Zuwachsrate Mitte des nächsten Jahrhunderts verdoppelt haben wird, also auf über 500 ppm (0.05%) gestiegen sein wird. Nach Ansicht der meisten Klimafachleute führt diese Zunahme des atmosphärischen CO_2 zu einer globalen Erwärmung.

2. Die CO₂-Bilanz

Wie kommt nun das Kohlendioxid in die Atmosphäre? Das Kohlendioxid verteilt sich auf einige große Reservoirs, zwischen denen ständig Austausch stattfindet (Enquete-Kommission, 1995, B.Bolin u.a., 1986, R.A.Houghton, R.Revelle, 1982). Allein die Atmosphäre enthält 750 Gigatonnen Kohlenstoff in Form von CO₂. Die ozeanische Austauschschicht, d.h. die obere 100 m tiefe Schicht enthält etwa die gleiche Menge Kohlenstoff, während die Tiefsee etwa 37.000 Gigatonnen Kohlenstoff enthält. Die Biosphäre enthält fast die gleiche Menge Kohlenstoff wie die Atmosphäre.

Zwischen Biosphäre und Atmosphäre werden pro Jahr rund 110 Gigatonnen Kohlenstoff ausgetauscht. Durch Photosynthese wird diese Menge pro Jahr gebunden. Durch Veratmung (durch Pflanzen und Tiere) werden 50 Gigatonnen wieder an die Atmosphäre zurückgegeben, während 60 Gigatonnen zunächst im Laub und in abgestorbenen Pflanzen gebunden werden, aber im Laufe der Zeit durch Zersetzung ebenfalls wieder an die Atmosphäre abgegeben werden (D.Wolf-Gladrow, 1992).

Gleichzeitig findet wegen der Löslichkeit des Kohlendioxids in Wasser ein Austausch von CO₂ zwischen der Atmosphäre und der oberen Schicht der Weltmeere statt. Dieser Austausch beträgt etwa 90 Gigatonnen Kohlenstoff pro Jahr. Wegen der Temperaturabhängigkeit der Löslichkeit spielt hier die Oberflächentemperatur der Ozeane eine große Rolle. Eine Erwärmung der Ozeane führt zu einer Verringerung der Löslichkeit von CO₂ und damit zu einem weiteren Anstieg des CO₂-Gehaltes der Atmosphäre und zu einer weiteren globalen Erwärmung.

Die Verteilung des CO₂ in der Atmosphäre wird durch die Transportvorgänge in der Atmosphäre bestimmt. Die Quellen und Senken sind nicht gleichmäßig auf dem Globus verteilt. Die Sommer-Hemisphäre ist mit der Photosynthese der Pflanzen eine Senke, während die Winter-Hemisphäre eher eine Quelle für CO₂ darstellt. Die Land- und Wasserverteilung stellen auch Quellen- und Senkenverteilung dar. Ebenso stellt die Nord-Hemisphäre mit ihren Industriegebieten eine CO₂-Quelle dar. Dies führt dazu, daß man deutlich den Jahresgang der

CO₂-Konzentration in den kontinuierlichen Messungen in Mauna-Loa auf Hawaii sieht. Diesem Jahresgang überlagert ist die oben erwähnte Zunahme der Konzentration.

In Wasser gelöstes CO₂ setzt sich sofort mit dem Wasser um unter Bildung von HCO₃⁻- und CO₃²⁻-Ionen bei entsprechender Änderung des pH-Wertes. HCO₃⁻ stellt dabei den überwiegenden Anteil dar. Das beeinflusst die Aufnahme- und Pufferkapazität der Ozeane ebenso wie die Zeitkonstanten für diese Prozesse. Eines der für uns wichtigsten Ergebnisse ist, daß die Ozeane mehrere Jahrhunderte brauchen, um die von uns zusätzlich in die Atmosphäre gebrachte CO₂-Menge aufzunehmen (P.Warneck, 1988). Außerdem wird auch nach Erreichen eines neuen Gleichgewichts zwischen Atmosphäre und Ozean nur ein Teil davon im Ozean aufgenommen worden sein. Die CO₂-Konzentration der Atmosphäre bleibt auf dem höheren Wert, wenn nicht andere Prozesse (z.B. Photosynthese) für eine Reduktion sorgen (F.Joos, J.L.Sarmiento, 1995).

In dieser oberen Schicht der Ozeane findet auch der Austausch des CO₂ mit der marinen Biosphäre statt. Durch Vertikalströmungen im Meer findet ebenfalls ein Austausch mit der Tiefsee statt. Die Austauschraten lassen sich aus dem ¹⁴C-Gehalt, d.h. aus dem Alter des Kohlenstoffs im jeweiligen Kompartiment abschätzen (H.Oeschger, 1980). Auch aus der Isotopenfraktionierung zwischen ¹³C und ¹²C lassen sich Informationen über die Austauschprozesse gewinnen (H-J.Bolle, 1987, H.Oeschger, 1980). Beim photosynthetischen Einbau des Kohlenstoffs in Biomasse wird das leichtere Isotop ¹²C bevorzugt, so daß der ¹³C-Gehalt geringer wird als im atmosphärischen CO₂ (etwa 1.8% weniger). Auch in fossiler Biomasse, also Kohle und Erdöl, ist der ¹³C-Gehalt geringer. An Hand der aus Eisbohrkernen gewonnenen CO₂-Einschlüsse aus der Atmosphäre vergangener Zeiten läßt sich der zeitliche Verlauf des ¹³C-Gehaltes verfolgen. Die Proben zeigen eine Abnahme des atmosphärischen ¹³C-Gehaltes seit 1800 um 1 bis 1.5%, woraus sich die Menge fossilen Kohlenstoffs abschätzen läßt, die durch Verbrennung von Kohle und Erdöl in die Atmosphäre gebracht wurde. Wir kennen aber bei weitem noch nicht alle diese Austauschraten.

Aus dem dynamischen Gleichgewicht dieser Prozesse ergibt sich die CO₂-Menge in der Atmosphäre. Durch eine geringfügige Störung dieser Austauschraten hervorgerufen durch den Menschen - durch Verbrennen von fossilem Kohlenstoff - bringen wir im Jahr 5 bis 6 Gigatonnen (d.h. einige Prozente der globalen Photosyntheserate) zurück in die Atmosphäre. Dadurch ändern wir die Menge an Kohlenstoff in der Atmosphäre geringfügig, welches zu

einer geringfügigen Änderung der Temperatur führt, einige Grad von 300 K, mit jedoch für uns gravierenden Auswirkungen. Wir sprechen hier vom "anthropogenen Treibhauseffekt".

3. Klimarelevante Gase

Mit Beginn der Industrialisierung wurden durch menschliche Eingriffe die Konzentrationen der einzelnen Spurengase z. T. erheblich erhöht (s. Abb.1). Mit den FCKW kamen künstliche Spurenstoffe hinzu. Sie wurden erst in den 60er Jahren großtechnisch produziert und kamen bis zu diesem Zeitpunkt in der Atmosphäre nicht vor.

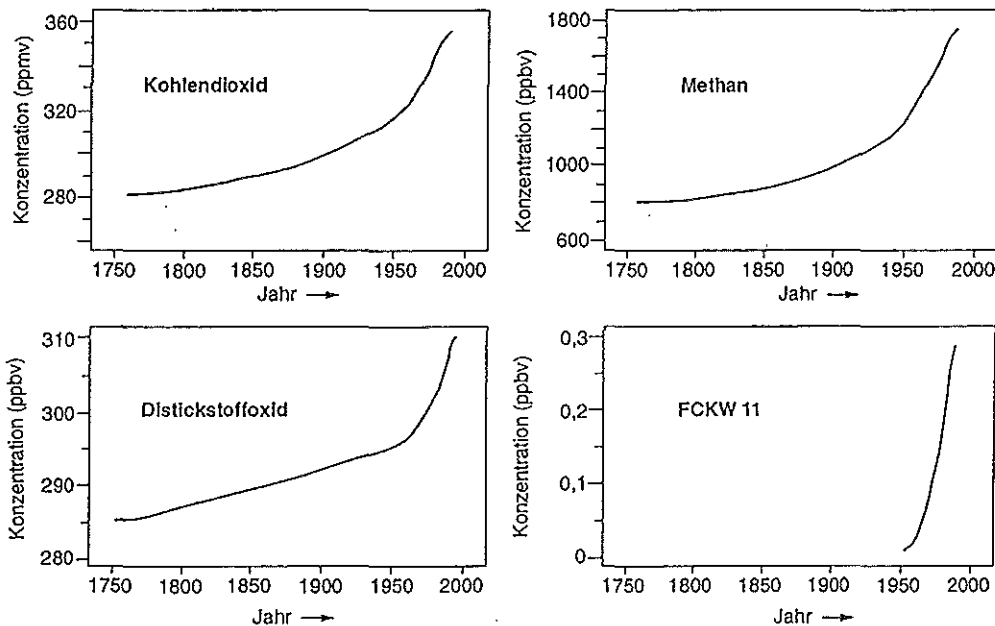


Abb.1 Zeitlicher Verlauf verschiedener Klimagaskonzentrationen (Enquete-Kommission, 1992, S.3)

Als Klimagasemittenten sind übergeordnet die Bereiche Nahrungsmittelerzeugung und Energienutzung anzusehen. Die Energienutzung trägt im wesentlichen durch die Verbrennung fossiler Energieträger (CO₂-Emissionen) sowie durch Förderung und Transport von Erdöl und Erdgas (CH₄-Emissionen) zum anthropogenen Treibhauseffekt bei.

In Abb.2 sind die ermittelten Temperaturerhöhungen nach den einzelnen Verursachern aufgeschlüsselt.

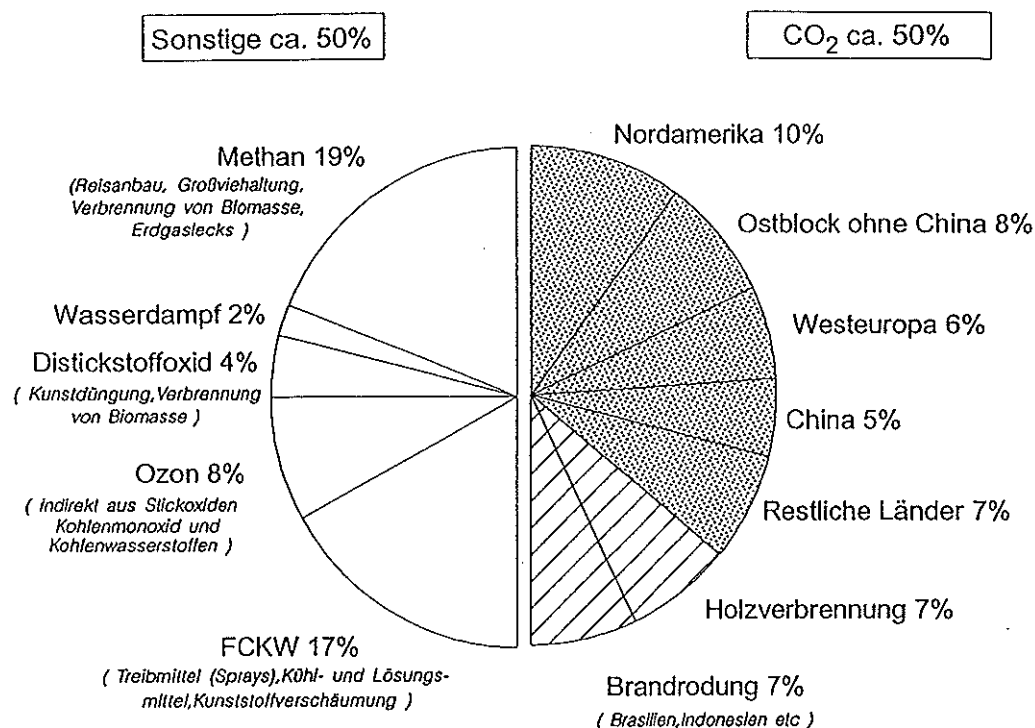


Abb.2: Anteile der weltweit emittierten Spurengase am anthropogenen Treibhauseffekt

Tab.1
Konzentrationen, Verweilzeiten und GWP von Klimagasen
(Enquete-Kommission, 1992, S.37)

Klimagas	Konzentration (ppm)	Verweilzeit (Jahre)	GWP (mol Klimagas/mol CO ₂)
CO ₂	355,0	50 - 200	1
CH ₄	1,74	10	21
N ₂ O	0,31	130 - 150	206
O ₃	0,04	0,1	2000
FCKW	0,001	60 - 130	12.000 - 16.000
Alle Angaben sind Mittelwerte, GWP = Global Warming Potential			

Beim Vergleich von Abb.2 mit Tab.1 erkennt man, daß für die Treibhauswirksamkeit eines Klimagases die Konzentration nicht allein entscheidend ist. Wichtig ist ebenfalls die Verweilzeit in der Atmosphäre. Beides wird in der Definition des "Global Warming Potential" (GWP) berücksichtigt. Das GWP ist ein relatives Maß, bei dem die Wirksamkeit von $\text{CO}_2 = 1$ gesetzt wurde. Danach haben die FCKW ein um mehrere Zehnerpotenzen höheres GWP als beispielsweise Methan oder Kohlendioxid.

Diese Größe stellt nur einen groben Anhaltswert für die Treibhauswirkung eines Gases dar. Auch ist sie davon abhängig, welcher Zeithorizont betrachtet wird, d.h. ob man die Erwärmung in den nächsten 10, 20 oder 100 Jahren betrachtet; z.B. wird das GWP für Methan mit 35 für einen Zeithorizont von 20 Jahren und mit 11 für einen Zeithorizont von 100 Jahren angegeben (Enquete-Kommission, 1995, S.34).

Die Verweilzeiten der einzelnen Spurengase in der Atmosphäre werden durch viele Prozesse bestimmt, sowohl durch turbulenten Transport zwischen den Quellen und Senken als auch durch Umwandlung. Der turbulente Transport ist zudem bestimmt durch die jeweiligen meteorologischen Verhältnisse. Die horizontale Ausbreitung verläuft sehr viel schneller als der vertikale Transport.

Die Konzentrationen sind bei den Gasen, die an chemischen Prozessen beteiligt sind, stark höhenabhängig, so daß die hier angegebenen Zahlen auch nur grobe Anhaltswerte sind. Die Verteilung der Quellen und Senken führt auch zu einer Ortsabhängigkeit der Konzentrationen.

Als Klimagase wirken hauptsächlich:

- Kohlendioxid (CO_2):

Kohlendioxid entsteht durch die Verbrennung des Kohlenstoffanteils fossiler Brennstoffe. Dementsprechend erzeugen die einzelnen Energieträger unterschiedlich viel CO_2 pro Einheit Heizwert.

Über die Verteilung von CO_2 in der Atmosphäre wurde oben kurz berichtet.

Die Umwandlung von CO_2 in ein im Wirtschaftskreislauf benötigtes Produkt - vergleichbar dem Gips bei der Rauchgasentschwefelung - ist aufgrund der

entstehenden Menge und der Chemie nicht möglich. Aus diesem Grund ist eine Reduzierung von Kohlendioxid nur durch eine Einsparung kohlenstoffhaltiger Brennstoffe gegeben. Vereinzelt werden Überlegungen angestellt, CO_2 mit hohem energetischen Aufwand aus dem Rauchgas von Kraftwerken abzuscheiden und in leere Erdgaskavernen zu pressen.

- Methan (CH_4):

Erdgas besteht im wesentlichen aus Methan. Durch Leckagen bei Förderung und Transport kann es freigesetzt werden. Weitere energiebedingte Methanquellen sind Erdölgase, die bei der Förderung von Erdöl ungenutzt entweichen können, und Methanaustritte aus Einschlüssen im Kohlebergbau (Grubengase). Da das GWP von Methan ungefähr das Zwanzigfache des GWP von CO_2 beträgt, müssen beim Vergleich der Energieträger hinsichtlich ihrer Klimawirksamkeit die Methanverluste berücksichtigt werden. Insgesamt ist jedoch festzuhalten, daß die energiebedingten Methanemissionen im Vergleich zu natürlichen Quellen (z. B. Feuchtgebiete) und im Vergleich zur Nahrungsproduktion (z. B. Naß-Reisfelder; Wiederkäuer) eine untergeordnete Rolle spielen.

Methan greift auch in die chemischen Prozesse der Troposphäre ein und wird zu CO_2 abgebaut.

- Ozon (O_3):

Ozon ist ein natürlicher Stoff, der durch Dissoziationsprozesse in der Regel überall dort vorkommt, wo auch molekularer Sauerstoff O_2 ist. D.h., es gibt in sauerstoffhaltigen Systemen immer ein von den äußeren Bedingungen abhängiges Gleichgewicht zwischen O_2 und O_3 . Das Ozon spielt in der Umwelt eine Doppelrolle:

- In der unteren Troposphäre (untere Schicht der Atmosphäre) nimmt seine Konzentration durch photochemische Prozesse mit den Umweltschadstoffen CO , NO_x und Kohlenwasserstoffverbindungen stetig zu und führt zum "Sommersmog". Die Verweilzeit in der Troposphäre ist sehr stark von den Konzentrationen anderer Stoffe abhängig. Mit NO reagiert O_3 sofort (in Sekunden bis Minuten) und bildet NO_2 , welches wieder tagsüber photolysiert wird und zu O_3 -Bildung führt. Nachts bleibt NO_2 stabil.

Ansonsten kann O_3 über viele Tage stabil bleiben und aus den industriellen

Quellgebieten über weite Strecken in entfernte Reinluftgebiete transportiert werden.

- In der Stratosphäre, wo es durch Photolyse des Sauerstoffs entsteht, wirkt das Ozon als Filter für die schädliche UV-B-Strahlung.

Die Treibhauswirkung des Ozons, d.h. die Größe GWP ist abhängig davon, wo es sich befindet. In den unteren Schichten und am Boden hat es keinen Einfluß, während es in der Stratosphäre durch die Bande bei 9.6 μm zur Erwärmung beiträgt.

- Fluorchlorkohlenwasserstoffe (FCKW):

Fluorchlorkohlenwasserstoffe sind synthetische Produkte, die insbesondere seit den 60er Jahren großtechnisch für Reinigungs-, Lösch-, Kälte-, Treib- und Schäummittel eingesetzt wurden. Zwischenzeitlich wurde erkannt, daß sie auf die Erdatmosphäre in zweifacher Weise schädigend wirken. Zum einen tragen sie mit ca. 17 % Anteil zum anthropogenen Treibhauseffekt bei, zum anderen bauen sie auf photochemischem Wege die in der Stratosphäre befindliche Ozonschicht über den Polgebieten ab (Ozonloch), so daß dort ihre Filterfunktion gegen die harte UV-B-Strahlung gestört wird. Wegen des ozonschichtzerstörenden Verhaltens wurden die FCKW in internationalen Abkommen geächtet. Obwohl die FCKW heute - nachdem ihre negativen Folgen bekannt sind - weltweit weitestgehend durch Ersatzstoffe substituiert sind, ist ihre Wirksamkeit in der Atmosphäre aufgrund ihrer großen Verweilzeit nach wie vor gegeben.

Die zunächst bevorzugte Verwendung der FCKW liegt an ihrer fehlenden Wechselwirkung mit der Umwelt, soweit damals bekannt. Die FCKW sind inert, d.h. auch ungiftig und insofern unschädlich für die unmittelbare Umgebung. Gerade diese Eigenschaft führt dazu, daß sie sich ungehindert, d.h. ohne von der Chemie der Troposphäre angegriffen zu werden, ausbreiten können. Der Transport nach oben wird durch turbulente Diffusion bestimmt. Das bedeutet, daß ein FCKW Molekül einige Jahrzehnte unterwegs ist, bis es in die Stratosphäre gelangt. Erst dort wird es durch die UV-Strahlung zersetzt und bildet freie Chlor- und Fluor-Radikale, welche dann Ozon katalytisch abbauen. Daß der Abbau katalytisch erfolgt, bedeutet, daß ein solches Radikal sehr viele Ozonmoleküle in Prozeßzyklen abbauen kann, wobei es selbst immer wieder regeneriert wird. Es wird also erst unwirksam, wenn es aus der

Ozonschicht weiter nach oben wegdiffundiert. Die FCKW-Mengen, die wir heute noch in die Atmosphäre bringen, werden noch nach Jahrzehnten ihre ozonabbauende Wirkung ausüben, so daß mit einem weiteren Abbau der Ozonschicht gerechnet werden muß.

- Distickstoffoxid (N_2O):

Distickstoffoxid (unter dem Namen Lachgas früher als Anästhesiemittel eingesetzt) trägt derzeit mit ca. 4 % Anteil zum anthropogenen Treibhauseffekt bei (mit steigender Tendenz). Es kommt in erster Linie aus natürlichen Quellen und aus der Landwirtschaft über mikrobielle Produktion in Böden. Vermutungen, wonach Distickstoffoxid in nennenswerten Mengen als Nebenprodukt bei der katalytischen Rauchgasreinigung gebildet wird, bestätigten sich nicht.

- Wasserdampf (H_2O):

Wasserdampf trägt zu einem wesentlichen Anteil zum natürlichen Treibhauseffekt bei. Die vom Menschen zusätzlich in die Atmosphäre abgegebenen Wasserdampfmengen (z. B. über Kühltürme) sind gegenüber dem natürlichen Wasserkreislauf sehr gering. Der Anteil von Wasserdampf am anthropogenen Treibhauseffekt beträgt ca. 2 % und resultiert ausschließlich aus der verstärkten Verdunstung der Meere durch den globalen Temperaturanstieg.

Aus der Betrachtung der einzelnen Treibhausgase und deren Wechselwirkung geht hervor, daß man auch unterscheiden muß zwischen dem "direkten Treibhauseffekt", bei dem das Spurengas durch seine optische Eigenschaft (Absorption und Emission im IR-Gebiet) zur Erwärmung der Erdoberfläche führt, und dem "indirekten Treibhauseffekt", bei dem erst durch weitere Prozesse ein anderes Treibhausgas in die Atmosphäre gelangt, oder eine andere Wirkung ausgelöst wird. So haben z.B. die FCKW einen direkten positiven Treibhauseffekt, weil sie im IR-Gebiet absorbieren und emittieren, aber einen negativen indirekten Treibhauseffekt, weil sie Ozon in der Stratosphäre abbauen.

4. Zahlengerüst und ein Rechenbeispiel

Bei der Verbrennung von kohlenstoffhaltigen Energieträgern entsteht, wie bereits erläutert, Kohlendioxid (CO_2). Die je Energieeinheit entstehende Menge an CO_2 wird durch die Elementarzusammensetzung der Brennstoffe bestimmt (siehe auch Tab.2). Hierbei ist in erster Linie das C:H-Verhältnis entscheidend. Aus diesem Grund ist z. B. der CO_2 -Emissionsfaktor für Erdgas nur etwa halb so groß wie der von Steinkohle. In Tab.2 sind die CO_2 -Emissionsfaktoren verschiedener Energieträger aufgelistet. Hierbei ist eine vollständige Verbrennung zugrundegelegt.

Tab.2

CO_2 -Emissionsfaktoren

(K.U.Birnbaum, R.Pauls, H.-J.Wagner, M.Walbeck, 1991)

Energieträger	CO_2 -Emission in kg $\text{CO}_2/\text{GJInput}$
Steinkohle	93
Braunkohle roh*	110
Braunkohlebrikett	98
Motorenbenzin	73
Heizöl schwer	79
Heizöl EL, Dieselkraftstoff	74
Erdgas**	56

*)Je nach Qualität werden auch Werte über 100 angegeben.

**)Erdgas L und Erdgas H.

Rechenbeispiel:

Im Zuge von Renovierungsarbeiten wird ein Wohnhaus mit einer Wärmedämmung versehen, die den Nutzwärmebedarf von 100 GJ/a auf 80 GJ/a senkt. Ferner wird die alte Öl-Zentralheizung (Nutzungsgrad = 83 %) gegen eine neue, erdgasbefeuerte Zentralheizung (Nutzungsgrad = 90 %) ausgetauscht. Um wieviel reduziert sich durch diese Maßnahme die jährliche CO₂-Emission dieses Wohnhauses?

Lösung:

Im bisherigen Zustand wurden

$$(1) \quad \frac{100 \text{ GJ/a}}{0.83} = 120.5 \text{ GJ/a}$$

an Endenergie-Wärme benötigt. Da die alte Heizung mit Heizöl EL befeuert wurde, entsprach dies einer CO₂-Emission von 8916 kg CO₂/a.

Im neuen Zustand werden

$$(2) \quad \frac{80 \text{ GJ/a}}{0.90} = 89 \text{ GJ/a}$$

an Endenergie-Wärme benötigt. Dies entspricht bei Erdgasfeuerung einer CO₂-Emission von 4978 kg CO₂/a.

Damit hat sich die jährliche CO₂-Emission um ca. 44% reduziert.

Bei einer Ölheizung mit ebenfalls 90 % Nutzungsgrad hätte sich eine CO₂-Emission von 6578 kg CO₂/a ergeben, d.h.:

- Durch die Wärmedämmung und die Erhöhung des Nutzungsgrades von 83 auf 90 % ergibt sich eine CO₂-Reduktion von 2338 kg CO₂/a., d.h. 26.2%.
- Durch den Wechsel des Energieträgers ergibt sich eine weitere CO₂-Reduktion von 1600 kg CO₂/a., d.h. 18%.

Diese Aufgabe zeigt, daß Erdgasfeuerung hinsichtlich der Klimagasproblematik ein sehr vorteilhaftes System darstellt. Dies gilt jedoch nur für den Fall einer vollständigen Verbrennung. Leckagen von unverbranntem Erdgas lassen CH_4 in die Atmosphäre entweichen. Methan hat - wie bereits erläutert - das 20-fache GWP von CO_2 , und somit heben kleine Mengen unverbrauchten Methans den Vorteil gegenüber CO_2 wieder auf.

5. Klimamodelle

Woher glauben wir nun zu wissen, wie sich diese Änderung auswirken wird? Zunächst nur aus Modellen, die mit mehr oder weniger Aufwand alle die beschriebenen Prozesse berücksichtigen, soweit sie uns bekannt sind. Die Wärmestrahlung muß dabei als wesentlicher Teil der globalen Energiebilanz in allen Modellen berücksichtigt werden.

Beobachtet man die Wärmestrahlung, die von der Erde in den Weltraum emittiert wird, z.B. von einem Satelliten aus, so erscheint die Oberfläche je nach Spektralbereich mit verschiedenen Temperaturwerten (F.M.Luther, R.G.Ellingson, 1985). Zwischen 8 und 12 μm ist die zugehörige Strahlungstemperatur eines schwarzen Körpers größer als 280 K, was zeigt, daß die Strahlung von einer Schicht nahe der Erdoberfläche kommt. Das ist das sogenannte "Fenstergebiet", wo also die Atmosphäre im IR-Gebiet fast durchsichtig ist. Bei 9.6 μm hat Ozon eine Absorptionsbande. Etwa die Hälfte der Absorption erfolgt hier in der Troposphäre, die andere Hälfte in der Stratosphäre, obwohl etwa 90% des gesamten Ozons sich in der Stratosphäre befinden. Wasser absorbiert unterhalb 8 μm und oberhalb 18 μm , welches durch die Strahlungstemperaturen 200 bis 240 K angezeigt wird, d.h. die Strahlung kommt aus mittleren Schichten der Troposphäre. Zwischen 12 und 18 μm ist die in den Weltraum emittierte Strahlung stark reduziert, verursacht durch die CO_2 -Absorptionsbanden in diesem Gebiet. Hier stammt die Strahlung aus höheren Schichten mit Temperaturen um 200 K. Mittelt man nun die Strahlung über den ganzen Bereich, so kann man daraus eine effektive Temperatur berechnen, die ein schwarzer Körper mit dieser Strahlung hätte, der von einem Satelliten aus gesehen würde. Vergleicht man diese effektive Strahlungstemperatur mit der

globalen Oberflächentemperatur der Erde, 287.5 K, so erhält man ein Maß für die in der Atmosphäre absorbierte Strahlungsenergie. Im Modell kann man nun den relativen Beitrag der einzelnen Gase abschätzen, indem man schrittweise die Gase entfernt und die effektive Strahlungstemperatur berechnet. Das führt dann zu folgender Tabelle, wobei in diesem Modell Wasserdampf, Kohlendioxid, Ozon und Wolken berücksichtigt sind:

Tab.3
Zum Einfluß der Absorber in der Atmosphäre auf die Strahlung.
(R.E.Dickinson, 1982)

Entfernte Absorber:	Prozent der absorbierten Strahlung
keine	100
O ₃	97
CO ₂	88
H ₂ O	64
O ₃ u. H ₂ O	36
O ₃ , H ₂ O u. CO ₂	50
Wolken	86
alle	0

Man erkennt schon hier, daß die Beiträge nicht unabhängig von einander sind. Eine reine CO₂-Atmosphäre (neben Sauerstoff und Stickstoff) absorbiert 36% der Strahlung, während der Rest ohne CO₂ 88% absorbiert. Die Überlappung der Absorptionsbanden von CO₂ und H₂O im Bereich 15 µm reduziert bei Berücksichtigung des Wasserdampfes die Temperaturänderung, die man für eine trockene Atmosphäre, die nur CO₂ enthält, bei einer Änderung des CO₂-Gehaltes berechnet. Der Effekt, der durch einen Anstieg des CO₂-Gehaltes von 300 auf 330 ppm, also 10% Zunahme, entsteht, kann vollständig kompensiert werden durch eine Abnahme des Wasserdampfgehaltes um 3% oder durch eine Änderung des Bewölkungsgrades um 1% (F.Möller, 1963).

Das Absorptions/Emissionsgleichgewicht führt auch nur in den unteren Schichten zu einer Temperaturerhöhung. In den oberen Schichten erfolgt durch die erhöhte Abstrahlung eine Abkühlung.

Das einfachste Klima-Modell ist das eingangs erwähnte Modell, das die Erde ohne Atmosphäre als schwarzen Körper betrachtet. Mit einem solchen primitiven Modell kann man naturgemäß nur die Temperatur der Erdoberfläche berechnen.

Da die Temperatur der Erde durch die Bilanz zwischen der von der Sonne eingestrahnten Energie und der von der Erde in den Weltraum wieder abgestrahlten Energie bestimmt ist, sind alle Klima-Modelle, die die Temperatur der Erde berechnen sollen, Verbesserungen und Verfeinerungen dieses einfachen Modells, die durch Berücksichtigung immer weiterer Prozesse entstehen (M.E.Schlesinger, J.F.B.Mitchell, 1985).

Bei der Berücksichtigung der Reflexionseigenschaften von Eisoberflächen und mit einem einfachen Ansatz für den Treibhauseffekt des Wasserdampfes ergeben sich schon in einfachen Strahlungs-Klima-Modellen Rückkopplungseffekte (K.Fraedrich, 1978, 1979). Beide Rückkopplungen sind positiv, d.h. sie verstärken eine zufällige Schwankung der entsprechenden Parameter, Eisbedeckung und Wasserdampfgehalt. Eine Vergrößerung der Eisbedeckung durch Abkühlung erhöht die Reflexion der Erdoberfläche, d.h. verringert global den absorbierten Anteil der Sonneneinstrahlung, wodurch die Temperatur weiter sinkt und die Eisbedeckung sich weiter ausbreitet. Wird die Eisbedeckung kleiner, erhöht sich global die Absorption, die Temperatur steigt an, und die Eisdecke schmilzt weiter ab. Eine Zunahme des Wasserdampfgehaltes der Atmosphäre durch Erhöhung der Verdunstung erhöht die Temperatur durch Zunahme der IR-Absorption, wodurch der Wasserdampfgehalt weiter ansteigt. Innerhalb enger Grenzen kann die Rückkopplung durch den Treibhauseffekt jedoch auch negativ sein. Wenn die Temperatur erhöht wird, erhöht sich auch die IR-Abstrahlung, wodurch die Temperatur wieder sinkt. Bei der solaren Einstrahlung, die wir jetzt haben, zeigt das System drei Gleichgewichtszustände, einen unteren instabilen Zustand, aus dem durch eine zufällige Schwankung das System in einen Zustand übergeht, der durch eine vollständig mit Eis bedeckte Erde bei einer Temperatur unter 150 K charakterisiert wird, und einen oberen, ebenfalls instabilen Zustand, aus dem das System in einen Zustand übergeht, der durch eine völlig eisfreie Erde mit Temperaturen, wie sie in der Wüste vorkommen, charakterisiert wird. Dazwischen liegt ein stabiler Gleichgewichtszustand, der durch die im Augenblick vorhandenen Parameter, Eisbedeckung der Erde, Wasserdampfgehalt der Atmosphäre und mittlere Temperatur der Erde, charakterisiert wird. Bei geringen Schwankungen bleibt dieser stabile Zustand erhalten. Das System kehrt in den stabilen Gleichgewichtszustand zurück. Werden die Schwankungen jedoch größer, dann geht das

System in einen der instabilen Zustände über und strebt entweder dem "Eiszustand" oder dem "Wüstenzustand" zu. Die Empfindlichkeit des Klimasystems läßt sich mit solchen Modellen untersuchen, z.B. die Empfindlichkeit gegenüber Änderungen in der Solarkonstante. Wenn sich die solare Einstrahlung um 1% ändert, dann ändert sich die Gleichgewichtstemperatur im mittleren Zustand um etwa 4 K. Bei einer 2%-igen Reduktion der solaren Einstrahlung verschwinden die beiden oberen Zustände, so daß nur der "Eiszustand" übrig bleibt (G.Schmitz, 1991).

Ein verbessertes Strahlungs-Gleichgewichts-Modell berücksichtigt die Absorptions- und Emissionsprozesse in der Atmosphäre. Ein solches Modell liefert dann auch eine Höhenabhängigkeit der Temperatur in der Atmosphäre. Die Zusammensetzung der Atmosphäre wird jedoch dem Modell von außen vorgegeben.

In den Strahlungs-Konvektions-Modellen wird zusätzlich der vertikale Transport der Luftmassen und damit auch der Spurengase unter dem Einfluß der Temperaturverteilung berücksichtigt (S.Manabe, R.F.Strickler, 1964, V.Ramanathan, J.A.Coakley, Jr., 1978).

In den gekoppelten Chemie-Klima-Modellen werden die chemischen Prozesse mitberücksichtigt. Vor allem die strahlungsaktiven Gase Ozon und Methan sind solchen Prozessen unterworfen. Daher sind auch deren Konzentrationen abhängig von der Temperatur. Andererseits ist die Temperatur abhängig von den Konzentrationen dieser Spurengase, so daß erst die Kopplung der Chemie mit dem Strahlungstransport zu einer realistischeren Temperaturberechnung führt. Gleichzeitig ist auch die Höhenverteilung sowohl der Temperatur als auch der Konzentrationen mit zu berücksichtigen.

Solche Modelle sind alle sogenannte eindimensionale Modelle. Sie berücksichtigen nur den vertikalen Austausch von Strahlung und Stoff. Die Verfeinerungen der einfachen Modelle beziehen sich auch auf die horizontale Auflösung. Das einfache Modell betrachtet nur die Gesamtstrahlungsbilanz der Erde. Differenziert man jedoch die Bilanz nach Breitengraden, so stellt man fest, daß die Bilanz am Äquator positiv ist, d.h. am Äquator wird mehr Energie von der Erde aufgenommen als abgestrahlt wird, während an den Polen, wo die Sonne nur sehr flach auf die Erdoberfläche scheint, die Bilanz negativ ist. Mit einem solchen Modell ergeben sich jedoch am Äquator zu hohe und an den Polen zu niedrige Oberflächentemperaturen.

Daraus ergibt sich die Notwendigkeit, den horizontalen Energieaustausch mit zu berücksichtigen. Die überschüssige Energie am Äquator wird durch den Transport von Luftmassen in höhere Breiten gebracht. Daß der horizontale Transport, den man in solchen Modellen erfassen will, eine große Rolle spielt, sieht man schon aus der Tatsache, daß die Gebiete in den hohen Breiten 30 - 40°C wärmer und die tropischen Gebiete 20 - 30°C kälter sind als sie ohne den polgerichteten Energietransport wären.

Einfache Strahlungs-Klima-Modelle mit Berücksichtigung des globalen Albedos und des meridionalen Energieaustausches zeigen bezüglich der Empfindlichkeit gegenüber der solaren Einstrahlung ähnliche Ergebnisse wie das Modell von Fraedrich. Eine Reduktion der solaren Einstrahlung von wenigen Prozent - z.B. durch vulkanischen Staub in der Atmosphäre - reicht aus, um eine quartärähnliche Eiszeit hervorzurufen (M.I.Budyko, 1969, W.D.Sellers, 1969).

Eine wesentliche Erweiterung der Modelle besteht in der Berücksichtigung dieses horizontalen Austausches der Luftmassen. Damit gelangen wir zu den sogenannten dreidimensionalen Zirkulations-Modellen (R.T.Wetherald, S.Manabe, 1979). Diese beschreiben schon, je nach Aufwand, die Dynamik der Atmosphäre recht gut. Allerdings sind auch die Anforderungen an die Rechenanlage, die die Gleichungen eines solchen Modelles lösen soll, auch je nach Aufwand, recht groß. Der Aufwand besteht in der Anzahl der chemischen Stoffe und Prozesse, die berücksichtigt werden, in der Feinheit der räumlichen Einteilung und in der Zeit, die das Modell erfassen soll.

Wechselwirkungen, die man im Modell noch nicht erfaßt hat, werden in ihrer Wirkung vorgegeben. Die Dynamik der Atmosphäre ist durch die Oberflächentemperaturen der Ozeane bestimmt. Diese Temperatur ist andererseits abhängig von der Dynamik der Ozeanströmungen, die wieder von der Wechselwirkung mit der Atmosphäre gesteuert wird (D.J.Olbers, 1988). Wenn diese Wechselwirkung noch nicht im Modell enthalten ist, muß die Oberflächentemperatur als Randbedingung des atmosphärischen Modells oder der Wärmeaustausch zwischen Ozean und Atmosphäre vorgegeben werden (C.A.Wilson, J.F.B.Mitchell, 1987).

Eine weitere wesentliche Erweiterung der Modelle besteht in der Berücksichtigung dieser Wechselwirkung. Damit werden natürlich die vorhandenen Rechenanlagen bezüglich ihrer Kapazitäten und Rechengeschwindigkeiten noch weiter belastet, in den überwiegenden Fällen

weit überfordert. Um dieses auszugleichen, wird die lokale Auflösung der Modelle wieder verringert. Prozesse, die innerhalb der Grenzen der aufgelösten Raumelemente ablaufen, können dann nicht mehr direkt erfaßt werden. Deren Wirkungen auf das Gesamtsystem müssen dann wieder vorgegeben werden, ähnlich den oben erwähnten Randbedingungen der vom Modell nicht erfaßten Wechselwirkungen.

So gelangt man zu den gekoppelten Atmosphären-Ozean-Modellen, in denen jedoch viele subskalige Prozesse parametrisiert werden müssen oder überhaupt noch nicht erfaßt werden können. Wegen des weitreichenden Spektrums auf der Zeitskala der charakteristischen Zeiten der einzelnen Subsysteme des gesamten Klimasystems ist es nicht möglich, ein Klimamodell ohne Parametrisierung von Submodellen auf den heute zu Verfügung stehenden Rechenanlagen zu behandeln. Die Zeitskala des gesamten Systems erstreckt sich von Stunden bis Tagen für die Atmosphäre, von Wochen und Monaten bis zu Jahrhunderten für die Ozeane bis zu einigen hunderttausend Jahren für die Kryosphäre. Betrachten wir auch noch die chemischen Prozesse in der Atmosphäre, so müssen wir die Zeitskala sogar bei μ Sekunden und Millisekunden anfangen lassen. Wenn die charakteristischen Zeiten zweier gekoppelten Systeme sich stark voneinander unterscheiden, so daß sich die Systeme auf der Zeitskala nicht überlappen sondern durch einen deutlichen gap getrennt sind, dann läßt sich die Kopplung einfach parametrisieren (K.Hasselmann, 1979). Für die Untersuchung des schnelleren Systems, z.B. Atmosphäre, können die Variablen des langsameren Systems, z.B. Ozean, parametrisch angenommen werden, d.h. ohne Rückwirkung des schnelleren Systems auf das langsamere. Umgekehrt können wir bei der Untersuchung des langsameren Systems für die Variablen des schnelleren Systems langfristige Mittelwerte verwenden, weil die schnellen Schwankungen sich nicht auf das langsamere System auswirken. Auf diese Weise gelangen wir zu unterschiedlichen Modellstrukturen, je nachdem welches der im gesamten Klimasystem enthaltene Teilsystem untersucht werden soll.

Mit solchen Modellen wird der mögliche Einfluß einer Erhöhung der CO_2 -Konzentration in der Atmosphäre berechnet. Bei den meisten Untersuchungen wird die CO_2 -Konzentration im Modell plötzlich um den Faktor 2 oder 4 erhöht. Aber auch realistischere Fälle mit einer langsamen Erhöhung der CO_2 -Konzentration wurden betrachtet, wobei im Ozean die Meeresströmungen bei der Energieverteilung mitberücksichtigt wurden (U.Cubasch, 1992). Eine aktuelle Zusammenfassung der anspruchsvolleren Modelle findet sich bei G.Schmitz (1991).

Der Einfluß des Wasserdampfes auf die Strahlung läßt sich abschätzen, jedoch der Einfluß einer Temperaturänderung auf den Wasserdampfgehalt und erst recht der Einfluß des Wasserdampfgehaltes auf den Bewölkungsgrad ist auch mit den großen 3-D Zirkulations-Modellen noch nicht zu erfassen. Die zur Verfügung stehenden Modelle sind also bei weitem noch nicht genügend detailliert, um genaue Aussagen zu liefern. Einfachere Berechnungen zeigen auch, daß die Temperaturerhöhung bei einer CO₂-Erhöhung in den Tropen geringer ist als in höheren Breiten. Bei einer Verdoppelung des CO₂-Gehaltes rechnet man in den Tropen eine Temperaturerhöhung von weniger als 2°C aus, während in der Gegend des Polarkreises die Berechnungen 4 - 7°C Erhöhung ergeben. Mit zunehmender Höhe in der Troposphäre wird die Erwärmung geringer. Für die Stratosphäre ergibt sich durch die erhöhte Abstrahlung eine Abkühlung um einige Grad Celsius.

Was bewirkt nun eine CO₂-Erhöhung und eine eventuelle Temperaturerhöhung? Ein CO₂-Anstieg führt, wie man aus Treibhausexperimenten weiß, zu einem Anstieg der Photosyntheserate, d.h. zu einer Produktionssteigerung der Feldfrüchte wie Reis, Luzerne, Weizen und Sojabohnen, weiterhin zu einer teilweisen Schließung der Stomata, d.h. zu geringerem Wasserverlust. Dabei reagieren sogenannte C₃- und C₄-Pflanzen wegen der unterschiedlichen ersten Einbaustufe des CO₂ im Dunkelprozeß der Photosynthese unterschiedlich (G.H.Schleser, W.Kirstein, 1992).

Eine Temperaturerhöhung würde auch zu einer Verlängerung der Wachstumsperiode in hohen Breiten führen (R.Revelle, 1982) und zu Verschiebungen der Klimazonen (S.H.Schneider, 1989).

Man hat auch Versuche gemacht, Aussagen über eine Änderung der Klimazonen und Vegetationsklassen global zu gewinnen (C.D.Schönwiese, 1991). Bei einer CO₂-Verdoppelung sollen sich die Klimazonen zu Gunsten des tropischen Klimas verschieben (40% gegenüber 25% heute). Die boreale Klimazone verschwindet weitgehend. Bei den Vegetationsklassen nimmt die Waldfläche ab (47% gegenüber 58% heute), während Savannen- und Steppenflächen zunehmen (30% gegenüber 18% heute), ebenso die Wüstenflächen (24% gegenüber knapp 21% heute).

Jedoch sind solche Angaben alles andere als zuverlässig. Nicht nur die Größe der Temperaturerhöhung ist fraglich, sondern viele noch gravierendere Begleitumstände sind völlig unsicher in der Vorhersage. Aber alle bisher durchgeführten numerischen

Klimasimulationen deuten auf eine globale Erwärmung als Folge des anthropogenen Treibhauseffektes hin. Die beobachteten Klimaänderungen liegen noch im natürlichen Schwankungsbereich, sind aber konsistent mit den vorhergesagten Klimaänderungen (Enquete-Kommission, 1995).

Meteorologische Beobachtungen zeigen, daß in den letzten Jahrzehnten tatsächlich die Temperaturen in allen Schichten der Troposphäre zugenommen haben, daß die Differenzen zwischen Hoch- und Tiefdruckgebieten zugenommen haben und daß dadurch auch die Windgeschwindigkeiten zugenommen haben; die Stürme sind heftiger geworden (H.Flohn, 1989). Manche Anzeichen einer allgemeinen Erwärmung sind auch etliche Jahrzehnte älter und reichen bis ins vorige Jahrhundert zurück (A.Wagner, 1940). In den letzten 25 Jahren ist die Feuchte über dem Pazifik in der mittleren Troposphäre um 30% angestiegen. In den letzten Jahren scheinen sich auch die Witterungsanomalien zu häufen (K.Rocznik, 1986). Kurz nach dem wärmsten Jahr 1983 in den letzten zweihundert Jahren erlebten wir den ungewöhnlich kalten Winter 1985. In der Sahelzone nimmt die Trockenheit von Jahr zu Jahr zu. Das alles kann auf eine Umstellung unseres Klimas von einem stabilen Zustand in einen anderen hindeuten. Klimaübergänge sind mit heftigen Instabilitäten verbunden, wie wir das anschaulich beim Übergang zur "Kleinen Eiszeit" um 1300 erlebt haben, allerdings mit umgekehrtem Vorzeichen. Wir können aber nicht beweisen, daß die heutigen Instabilitäten schon auf die gemessene Zunahme des CO_2 -Gehaltes der Atmosphäre zurückzuführen sind. Die Korrelation zwischen den Temperaturwerten und den CO_2 -Werten ist in der Feinauflösung in den letzten hundert Jahren nicht so eindeutig wie in der Grobauflösung vergangener Jahrtausende. Trotz des stetig anwachsenden CO_2 -Gehaltes der Atmosphäre zeigt die globale Temperatur zwischen 1945 und 1970 einen leichten Rückgang (C.D.Schönwiese, 1985). Das deutet darauf hin, daß noch mehr Ursachen für die gemessene Temperaturerhöhung zusammenspielen. Die Temperaturabnahme nach 1945 könnte auf eine Zunahme der anthropogenen SO_2 -Emission in dieser Zeit und der damit verbundenen Zunahme der Aerosolkonzentration zurückzuführen sein (S.H.Schneider, 1989).

Eine quantitative Abschätzung aufgrund neuerer Modellrechnungen zeigt, daß die Wahrscheinlichkeit, daß die beobachtete globale mittlere Erwärmung von 0.7°C seit Beginn der industriellen Revolution auf die Zunahme der Treibhausgasemissionen zurückzuführen ist, d.h. anthropogenen Ursprungs ist, bei 95% liegt (K.Hasselmann, 1995, U.Cubasch,

B.D.Santer, G.C.Hegerl, 1995). Die beobachteten höheren Häufigkeiten von extremen Wetterereignissen werden von den Modellen nicht wiedergegeben (K.Hasselmann, 1995).

Literatur

1. W.Bach, J.Pankrath, W.Kellogg (ed.), Man's Impact on Climate, Elsevier Scientific Publishing Comp., Amsterdam, 1979
2. K.U.Birnbaum, R.Pauls, H.-J.Wagner, M.Walbeck, Berechnung sektoraler Kohlendioxidemissionen für die Bundesrepublik Deutschland, Angewandte Systemanalyse Nr. 62, KFA-Bericht Jül-2530, Okt.1991
3. B.Bolin, B.R.Döös, J.Jäger, R.A.Warrick (ed.), The Greenhouse Effect, Climatic Change, and Ecosystems, SCOPE 29, John Wiley & Sons, 1986
4. H-J.Bolle, Die Bedeutung atmosphärischer Spurenstoffe für das Klima und seine Entwicklung, 1987, in VDI (ed.), pp.27 - 77
5. P.Borsch, P.M.Wiedemann (ed.), Was wird aus unserem Klima?, Fakten, Analysen & Perspektiven, Verlag Bonn Aktuell, München 1992
6. M.I.Budyko, The effect of solar radiation variations on the climate of the Earth, Tellus XXI (1969), 5, pp.611 - 619
7. W.C.Clark (ed.), Carbon Dioxide Review 1982, Clarendon Press, Oxford 1982
8. M.C.MacCracken, Carbon Dioxide and Climatic Change: Background and Overview, 1985, in M.C.MacCracken, F.M.Luther (ed.), pp.1 - 23
9. M.C.MacCracken, F.M.Luther (ed.), The Potential Climatic Effects of Increasing Carbon Dioxide, United States Department of Energy, DOE/ER-0237, Washington, D.C., December 1985
10. U.Cubasch, Das Klima der nächsten 100 Jahre, Phys.Bl.48 (1992) Nr.2, pp.85 - 89
11. U.Cubasch, B.D.Santer, G.C.Hegerl, Klimamodelle - wo stehen wir? Phys.Bl.51 (1995) Nr.4, pp.269 - 276

12. R.E.Dickinson, Modeling Climate Changes Due to Carbon Dioxide Increase, 1982, in W.C.Clark (ed.), pp.103 - 133
13. Erster Bericht der Enquete- Kommission "Schutz der Erdatmosphäre" des 12. Deutschen Bundestages, Klimaänderung gefährdet globale Entwicklung, Zukunft sichern - Jetzt handeln Economica Verlag GmbH, Bonn 1992, Verlag C.F. Müller, Karlsruhe 1992
14. Schlußbericht der Enquete- Kommission "Schutz der Erdatmosphäre" des 12. Deutschen Bundestages, Mehr Zukunft für die Erde, Economica Verlag GmbH, Bonn 1995
15. A.Eucken, K.H.Hellwege (ed.), Landolt-Börnstein, I.Band Atom und Molekularphysik, 2.Teil Molekeln I, Springer-Verlag, 1951
16. H.Flohn, Klima, Wechselwirkung mit dem Ozean, neue Aspekte des Treibhauseffektes, Vortrag KFA, 22.Sept.1989
17. K.Fraedrich, Structural and stochastic analysis of a zero-dimensional climate system, Quart.J.R.Met.Soc. (1978), 104, pp.461 - 474
18. K.Fraedrich, Catastrophes and resilience of a zero-dimensional climate system with ice-albedo and greenhouse feedback, Quart.J.R.Met.Soc. (1979), 105, pp.147 - 167
19. K.Fraedrich, Analysis of a Simple Climate System 1979, in W.Bach u.a. (ed.), pp.65 - 75
20. K.Hasselmann, On the Problem of Multiple Time Scales in Climatic Modeling, 1979, in W.Bach u.a. (ed.), pp.43 - 55
21. K.Hasselmann, Klimaänderung mit einer geschätzten Wahrscheinlichkeit von 95% nachgewiesen, Max-Planck-Institut für Meteorologie, Hamburg, WWW Febr. u. Juni 1995
22. R.A.Houghton, G.M.Woodwell, Globale Veränderung des Klimas, Spektrum der Wissenschaft, Juni 1989
23. P.Hupfer (ed.), Das Klimasystem der Erde, Akademie Verlag, Berlin 1991 K.Hutter (ed.), Dynamik umweltrelevanter Systeme, Springer-Verlag, 1991

24. F.Joos, J.L.Sarmiento, Der Anstieg des atmosphärischen Kohlendioxids, Phys.Bl. 51 (1995), Nr.5, pp.405 - 411
25. F.M.Luther, R.G.Ellingson, Carbon Dioxide and the Radiation Budget, 1985, in M.C.MacCracken, F.M.Luther (ed.), pp.25 - 55
26. S.Manabe, R.F.Strickler, Thermal Equilibrium of the Atmosphere with a Convective Adjustment, Journal of the Atmospheric Sciences, Vol.21, July 1964, pp.361 - 385
27. F.Möller, On the Influence of Changes in the CO₂ Concentration in Air on the Radiation Balance of the Earth's Surface and on the Climate, Journ.Geophys.Research 68 (1963), pp.3877 - 3886
28. A.Neftel, Polare Eiskappen - Das kalte Archiv des Klimas, 1991, in K.Hutter (ed.), pp.83 - 107
29. H.H.Nielsen, Infrared Spectra of Molecules, in E.U.Condon et al. (ed.), 1958, pp.7-72 - 7-91
30. D.J.Olbers, Die Rolle des Ozeans für das Klima, Physik in unserer Zeit, 19.Jahrg. 1988, Nr.6, pp.161 - 171
31. H.Oeschger, B.Messerli, M.Svilar (ed.), Das Klima, Analysen und Modelle, Geschichte und Zukunft, Springer Verlag, 1980
32. V.Ramanathan, J.A.Coakley, Jr., Climate Modeling Through Radiative-Convective Models, Reviews of Geophysical and Space Physics, Vol.16, No.4, November 1978, pp.465 - 489
33. R.Revelle, Weltklima: Wärmer und feuchter durch Kohlendioxid, Spektrum der Wissenschaft, Oktober 1982
34. K.Rocznik, Weltweite Witterungsanomalien in jüngster Zeit, Naturwissenschaftliche Rundschau, 39.Jahrg., Heft 1, 1986, pp.24 - 26
35. G.H.Schleser, W.Kirstein, Der Einfluß des atmosphärischen Kohlendioxid-Anstiegs auf die Biosphäre, 1992, in P.Borsch, P.M.Wiedemann (ed.), pp.58 - 93
36. M.E.Schlesinger, J.F.B.Mitchell, Modell Projections of the Equilibrium Climatic Response to Increased Carbon Dioxide, 1985, in M.C.MacCracken, F.M.Luther (ed.), pp.81 - 147

37. G.Schmitz, Klimatheorie und -modellierung, 1991, in P.Hupfer (ed.), pp.181 - 217
38. S.H.Schneider, Veränderungen des Klimas, Spektrum der Wissenschaft, November 1989
39. C.D.Schönwiese, Weltweite Klimaschwankungen - natürlich oder anthropogen?, Naturwissenschaftliche Rundschau, 38.Jahrg., Heft 2, 1985, pp.50 - 54
40. C.D.Schönwiese, Einführung: Das natürliche Klima und seine Schwankungen, 1987, in VDI (ed.), pp.4 - 26
41. C.D.Schönwiese, Der Treibhauseffekt - Klimamodellrechnung und Beobachtungsindizien, 1991, in K.Hutter (ed.), pp.29 - 58
42. W.D.Sellers, A Global Climatic Model Based on the Energy Balance of the Earth-Atmosphere System, Journal of Applied Meteorology, Vol.8, June 1969, pp.392 - 400
43. VDI (ed.), Globales Klima, VDI-Kommission Reinhaltung der Luft, Schriftenreihe Bd. 7, Düsseldorf 1987
44. A.Wagner, Klimaänderungen und Klimaschwankungen, Friedr. Vieweg & Sohn, Braunschweig 1940
45. P.Warneke, Chemistry of the Natural Atmosphere, Academic Press, Inc., New York 1988
46. R.T.Wetherald, S.Manabe, Sensitivity Studies of Climate Involving Changes in CO₂ Concentration, 1979, in W.Bach u.a. (ed.), pp.57 - 64
47. C.A.Wilson, J.F.B.Mitchell, A Doubled CO₂ Climate Sensitivity Experiment With a Global Climate Model Including a Simple Ocean, Journ.Geophys.Research 92 (1987), pp.13,315 - 13,343
48. D.Wolf-Gladrow, Der Ozean als Teil des globalen Kohlenstoff - Kreislaufes, Z.Umweltchem.Ökotox. 4 (1), 20 - 24 (1992)

Aktuelle ökologische und ökonomische Aspekte bei der Nutzung regenerativer Energiequellen

Dr.-Ing. Manfred Kleemann

Forschungszentrum Jülich GmbH (KFA)
Programmgruppe Systemforschung und
Technologische Entwicklung (STE)
D-52425 Jülich

1. Prognosen und Wirklichkeit

Ausgelöst durch die Ölpreiskrisen in den siebziger Jahren wurden weltweit Anstrengungen unternommen, die regenerativen Energiequellen stärker zu nutzen. Es entstand eine große Zahl von Veröffentlichungen, die optimistische regenerative Energiepotentiale in Aussicht stellten. Diese frühen Prognosen, die Beiträge der erneuerbaren Energien für Mitte der 90'er Jahre von zehn bis dreißig und mehr Prozent vorhersagten, haben sich durchweg als viel zu hoch erwiesen. Die Erwartungen mußten inzwischen erheblich gesenkt bzw. weiter in die Zukunft verschoben werden, obwohl die regenerativen Energien in der öffentlichen Meinung ein sehr gutes Image haben. Sie gelten als nützlich, harmlos und umweltfreundlich.

Für den bisher unzureichenden Beitrag der erneuerbaren Energiequellen zur Energieversorgung der Bundesrepublik Deutschland lassen sich folgende Gründe angeben:

- Die in den siebziger Jahren prognostizierten hohen Preise von 50 Dollar und mehr pro Faß Erdöl für Mitte der 90'er Jahre sind nicht Realität geworden. Fossile Energie ist weiterhin konkurrenzlos billig. Eine Wirtschaftlichkeit bei der Nutzung regenerativer Energiequellen ist daher heute ohne finanzielle Förderung nur in wenigen Fällen erreichbar.

- Die Komplexität der Technik und der Aufwand für eine anwendungsreife Entwicklung sowie die Probleme der Einführung in die Praxis wurden lange unterschätzt. So ist es z.B. noch nicht gelungen, die Anlagekosten vieler Nutzungstechniken auf ein wettbewerbsfähiges Niveau zu senken.
- Eine ökologische Bewußtseinsänderung hat bei der großen Masse der Verbraucher noch nicht stattgefunden. Beim Kauf von Energietechniken spielen wirtschaftliche Entscheidungskriterien eine größere Rolle als ökologische. Nur ein kleiner Kreis von Enthusiasten ist heute bereit, ohne finanzielle Förderung regenerative Energien additiv zu nutzen. Damit läßt sich nur schwer ein tragfähiger Markt aufbauen.
- Akzeptanzprobleme sowie Restriktionen durch Natur- und Landschaftsschutz wurden seinerzeit nicht erwartet oder unterschätzt. Dies betrifft z.B. die Windenergienutzung in den Küstenregionen.
- Die Hoffnungen, ökologische Energiepreise könnten die herkömmlichen umweltverschmutzenden Energien teurer machen und die regenerativen begünstigen, sind derzeit national und international auf absehbare Zeit schwer durchsetzbar.

Obwohl in der Bundesrepublik Deutschland bis 1994 fast 70 Prognosen über den Beitrag der erneuerbaren Energien zur Versorgung vorlagen /1/, wird in der Energie- und Umweltdiskussion weiter um die Frage gestritten, in welchem Umfang die regenerativen Energiequellen in der Zukunft zur Lösung der Klimaschutzproblematik eingesetzt werden können.

2. Regenerative Energien als Beitrag für eine nachhaltige Energieversorgung

Kriterien für eine nachhaltige Energieversorgung

Der Begriff der nachhaltigen Entwicklung (sustainable development) ist in den letzten Jahren zu einem Schlüsselbegriff in der internationalen Energie- und Umweltdiskussion geworden.

Nachhaltigkeit bezeichnet nach allgemeinem Verständnis eine dauerhafte, zukunftsfähige Entwicklung, die kommenden Generationen ausreichende Ressourcen und eine intakte Umwelt hinterläßt.

Eine nachhaltige Energieversorgung sollte nach diesem Verständnis mindestens folgende Kriterien erfüllen:

- Wirtschaftlichkeit,
- Versorgungssicherheit,
- Umweltverträglichkeit und
- Ressourcenschonung.

Es handelt sich hier um eine Mehrfach-Zielsetzung, wobei wegen inhärenter Zielkonflikte nicht alle Kriterien in gleicher Weise voll erfüllt werden können. In der energiepolitischen Diskussion ist derzeit eine zunehmende Tendenz erkennbar, Umweltverträglichkeit und Energieeinsparung stärker in den Vordergrund zu rücken und damit die klassischen Ziele einer sicheren und preiswürdigen Energieversorgung zurückzudrängen. Allerdings wird dabei gelegentlich übersehen, daß bei Vernachlässigung der Wirtschaftlichkeit auch die Annäherung an die anderen Ziele kaum möglich ist.

Berücksichtigung sozialer Kosten?

Kostenvergleiche zwischen etablierten Energiesystemen und Sonnenenergiesystemen auf rein betriebswirtschaftlicher Basis werden zunehmend in Frage gestellt. Aus volkswirtschaftlicher Sicht sind die betriebswirtschaftlichen Energiegestehungskosten verzerrt, da die Folgekosten der Umweltbelastung nicht berücksichtigt sind. Letztere werden nicht der Energieerzeugung, sondern der Allgemeinheit angelastet. Es wird deshalb befürchtet, daß der heutige Energiepreis nicht die richtigen Signale für eine gesamtwirtschaftlich optimale Ressourcennutzung setzt. Solche Folgekosten, auch soziale oder externe Kosten genannt, sind aber, wenn überhaupt, nur schwer abzuschätzen.

Trotz methodischer Schwierigkeiten gibt es erste Ansätze zur Schätzung externer Kosten bei der Stromerzeugung. Sie divergieren aber z.T. um den Faktor 100 oder mehr bei verschiedenen Autoren. Die derzeit vorliegenden Zahlen erlauben noch keine endgültige

Aussage. Eins scheint aber trotzdem erkennbar: die bisher ermittelten externen Kosten sind nach Meinung vieler Autoren offensichtlich so niedrig, daß sie beim heutigen Stand der Technik keine deutliche Veränderung der Wettbewerbsposition zugunsten der meisten regenerativen Energiequellen bewirken würden.

Das unzuverlässige Energieangebot

Die zeitliche Verfügbarkeit von Sonnenenergie und Windenergie ist durch tages- und jahreszeitliche Veränderungen sowie durch witterungsbedingte Schwankungen stark eingeschränkt. Die unverzichtbare Versorgungssicherheit mit ausreichend Energie rund um die Uhr kann nicht so ohne weiteres erreicht werden, da Wind- und Sonneneinsatz nicht zeitlich planbar sind. Ein Versorgungskonzept nur auf der Basis regenerativer Energiequellen ist in einem so hoch industrialisierten Land wie der Bundesrepublik Deutschland nicht realisierbar. Dies wird allerdings auch nicht ernsthaft gefordert.

Zur Sicherung einer bedarfsgerechten und zeitlich planbaren Energiebereitstellung muß ein Energiesystem auf der Basis erneuerbarer Energiequellen in der Regel mit einem zweiten Versorgungssystem gleicher Leistungsfähigkeit im Verbund arbeiten. Bei kleinen Leistungseinheiten sind das im allgemeinen Energiespeicher und bei größeren Einheiten herkömmliche Anlagen oder Kraftwerke. Entscheidend ist, daß immer ein zweites vollwertiges System als Reserve vorgehalten werden muß. Deshalb lassen sich zum Beispiel mit Windrädern und Photovoltaikanlagen zwar Brennstoffe einsparen, aber kaum Kraftwerkskapazitäten.

Regenerative Energiequellen sind ressourcenschonend

Trotz des Phänomens, daß fossile Brennstoffe schon seit Jahrzehnten weltweit eine nahezu unveränderte Reichweite haben, handelt es sich dennoch um endliche Ressourcen. Die begrenzten fossilen Energieträger können deshalb eine langfristige Versorgung nicht garantieren, d.h. in einem zukünftigen Energiesystem müssen regenerative Energieträger in steigendem Maße eingesetzt werden. Darüber hinaus stellt sich angesichts der CO₂-bedingten Klimaproblematik die Frage, ob wir überhaupt alle fossilen Energiereserven verbrennen dürfen.

Geringe Leistungsdichte und Umweltauswirkungen

Die Sonneneinstrahlung und die daraus entstehenden anderen erneuerbaren Energieformen wie Windkraft und Bioenergie haben eine sehr geringe flächenbezogene Leistungsdichte, wie Tabelle 1 zeigt. Dies ist biologisch gesehen lebensnotwendig, aber technisch ist es wegen des hohen, großflächigen Sammelaufwandes sehr hinderlich.

Heute übliche Technologien zur Energienutzung arbeiten mit Leistungsdichten, die z.T. um mehrere Größenordnungen höher sind als die Dichten der regenerativen Quellen. Sollen nennenswerte erneuerbare Energiemengen eingefangen werden, dann müssen sehr große Solarkollektorflächen aufgestellt werden, ausgedehnte Ackerflächen mit Biomasse bepflanzt werden oder es sind sehr große und sehr viele Windräder zu installieren. Um zum Beispiel die Jahresarbeit eines herkömmlichen 1000 MW Großkraftwerks zu erzeugen, müßten rund 21000 Fußballfelder mit Photovoltaikzellen belegt werden, oder es müßten 4 bis 5 durchgehende Reihen von Wind-energiekonvertern längs der deutschen Nordseeküste aufgestellt werden. Die Folge ist ein hoher Materialeinsatz je Energieeinheit, der hohe Kosten und nicht vernachlässigbare Umweltbeeinflussungen verursacht. Trotz des enormen Aufwandes kann das Großkraftwerk wegen der beschränkten Verfügbarkeit von Sonne und Wind aber nicht ersetzt werden.

<i>Regenerativ im Jahresmittel</i>	<i>W/m²</i>
Sonne (Photovoltaik, 10 %)	13
Sonne (Warmwasser, 37 %)	49
Wind (30 %)	147
Biomassezuwachs (80 %)	2
<i>Herkömmlich</i>	
Wärmestrom durch die Kochplatte eines Elektroherdes	100 000
Wärmestrom durch die Heizflächen eines Dampfkessels	600 000

Tabelle 1: Flächenbezogene Leistungsdichten auf der Basis von Endenergie
(die Zahlen in Klammern geben die Jahresnutzungsgrade an)

3. Solare Wassererwärmung

Die Verkaufszahlen für Solarkollektoren erlebten trotz des Ölpreisverfalls im Jahre 1986 einen kontinuierlichen Anstieg. Die bisher insgesamt verkaufte Kollektorfläche (inkl. Kunststoffabsorber) beläuft sich auf über 1 Million m² in der Bundesrepublik Deutschland. Dies dürfte durch die verschiedenen Förderprogramme und ein gestiegenes Umweltbewußtsein bei einem Teil der Verbraucher zustande gekommen sein.

Alle Solaranlagen zur Brauchwassererwärmung benötigen ein vollwertiges herkömmliches Zusatzsystem, zum Beispiel eine Ölheizung, damit bei Schlechtwetter und in den Wintermonaten mit Sicherheit ausreichend Warmwasser bereitgestellt werden kann. Für den Endverbraucher, der schon eine Ölheizung hat oder sich eine neue baut, erhebt sich die Frage, ob die hohen zusätzlichen Anschaffungskosten einer Solaranlage durch die eingesparten Brennstoffkosten in einem vertretbaren Zeitraum wieder zurückgewonnen werden können.

In der letzten Spalte von Tabelle 2 sind diejenigen Heizölpreise angegeben, die genau bei Ablauf der Abschreibungsdauer von 12,5 Jahren zu einer Amortisation der Solaranlage durch Öleinsparung führen würden. Sie sind so hoch über dem tatsächlichen Heizölpreis, daß die Anlagen für private und gewerbliche Endbenutzer ohne massive Zuschüsse derzeit noch weit von der Wirtschaftlichkeit entfernt sind.

Anlagentyp	Investition ¹⁾ (DM)	Solar erzeugte Nutzenergie (kWh/a)	Gestehungs- kosten der Nutzenergie (DM/kWh)	Notwendige Heizölpreise für die Amortisation (DM/l)
Mit Speicher (400 l)	7000 ... 12000	2650	0,38 ... 0,65	2,70 ... 4,63
Ohne Speicher	5000 ... 8500	2650	0,28 ... 0,46	1,93 ... 3,28

1) Gesamtkosten inkl. Montage, ohne Zuschüsse, 6 bis 7 m² Kollektorfläche

2) Jahresnutzungsgrad des Ölheizkessels 70 %, Betriebskostensatz 1,5 %, Abschreibungsdauer 12,5 Jahre, Zinssatz 8 %, solare Deckungsrate 60 %

Tabelle 2: Kosten der solaren Brauchwassererwärmung ohne Förderung
(Kleinanlage für Einfamilienhaus)

Bei Solaranlagen ohne eigenen Speicher sind die Kollektoren direkt mit dem ölgefeuerten Kessel verbunden. Durch den Wegfall des Speichers reduzieren sich die Anlagekosten für den Solarteil erheblich, ohne allerdings die Grenze der Wirtschaftlichkeit deutlich zu überschreiten. Weitere Kostenreduktionspotentiale stecken sicher in einer Großserienfertigung. Wie hoch diese sind, vermag derzeit niemand zu sagen.

Die deutlichen ökologischen Vorteile der solaren Warmwasserbereitung im Vergleich zur herkömmlichen Ölheizung zeigt die folgende Tabelle 3.

	SO ₂	NO _x	C _m H _n	CO ₂
kg/Jahr	1,6	0,8	0,3	1120

Tabelle 3: Erzielbare jährliche Einsparungen an Schadstoffemissionen durch eine solare Warmwasseranlage für ein Einfamilienhaus (gegenüber Ölheizung)

4. Photovoltaische Stromerzeugung

Entwicklungslinien bei Siliciumzellen

Die Stromgewinnung aus Sonnenlicht mit Hilfe von Halbleiter-Solarzellen wird als eine der aussichtsreichsten Zukunftstechnologien zur Nutzung regenerativer Energiequellen angesehen. Das Prinzip erscheint im Vergleich zur herkömmlichen thermischen oder nuklearen Stromerzeugung ebenso elegant wie überzeugend. Die Solarzellen können nach Art und Struktur der verschiedenen eingesetzten Halbleiter-Materialien klassifiziert werden. Silicium ist das am intensivsten untersuchte und kommerziell am stärksten genutzte Material. Heute übliche Solarzellen aus diesem Werkstoff lassen sich in drei Entwicklungslinien unterteilen.

Monokristallines Material weist aufgrund der ungestörten Kristallstruktur die günstigsten elektrischen Eigenschaften auf, erfordert jedoch ein recht aufwendiges und energieintensives Herstellungsverfahren. Demgegenüber kann bei der Produktion multikristallinen Siliciums auf den Verfahrensschritt des Kristallziehens verzichtet werden. Durch die Kornstruktur werden allerdings die elektrischen Eigenschaften deutlich verschlechtert. Als Alternative zu der aus

einem Block gesägten Siliciumzellen werden Dünnschicht-Zellen aus amorphem Silicium angesehen. Die Vorteile hierbei sind Materialeinsparungen, bessere verfahrensbedingte Automatisierbarkeit der Herstellung und die Verwendung unterschiedlich geformter Trägerstrukturen. Nachteilig ist, daß die amorphen Solarzellen nur einen niedrigen Wirkungsgrad haben, der durch eine mangelnde Langzeitstabilität noch weiter abfällt. Beim derzeitigen Stand der Technik scheinen amorphe Zellen für den Einsatz in Kraftwerken weniger geeignet. Die Anwendungen konzentrieren sich auf den energiewirtschaftlich unbedeutenden Markt für Verbrauchsgeräte.

Stromgestehungskosten und Vollaststunden

Für viele dieser Kleinanwendungen, so zum Beispiel Taschenrechner oder Armbanduhren, ist die Solarzelle gegenüber der Batterie heute schon wirtschaftlich. Dies trifft jedoch noch lange nicht für den energiewirtschaftlichen Bereich zu. Selbst bei optimistischer Rechnung liegen die Stromgestehungskosten noch um den Faktor 10 über denen heutiger Großkraftwerke. Die zukünftige Serienfertigung wird die Preise wahrscheinlich nachhaltig drücken. Um wieviel, das ist derzeit kaum zu sagen. Zu oft haben sich in der Vergangenheit Prognosen über die Preisentwicklung als bloßes Wunschdenken herausgestellt.

Ein großes Handicap ist außerdem die geringe Verfügbarkeit, so können selbst an den sonnenreichsten Standorten in Deutschland nur etwa 900 bis 1100 Vollaststunden pro Jahr erreicht werden. Das ist knapp die Hälfte dessen, was bei der Windenergienutzung an windreichen Standorten möglich ist. Das Vorhalten herkömmlicher Reservekapazitäten ist also bei der photovoltaischen Stromerzeugung noch viel dringlicher als bei der Windkraftnutzung.

Energetische Amortisation und Umweltauswirkungen

Wegen des hohen energetischen Aufwandes bei der Herstellung muß ein photovoltaisches Kraftwerk beim derzeitigen Stand der Technik und unter den klimatischen Verhältnissen der Bundesrepublik Deutschland 3 bis 7 Jahre arbeiten, um die Energiemenge zu erzeugen, die zu seiner Herstellung verbraucht wurde /2/.

Photovoltaikzellen verhalten sich im Betrieb zwar sehr umweltfreundlich, aber bei der Herstellung der Zellen, der Trägerstrukturen und der anderen Kraftwerkskomponenten werden Prozesse eingesetzt, die, wie viele andere Produktionsverfahren, potentiell umweltbelastend

sind, weil prozeßbedingte Emissionen auftreten und sehr große Mengen an konventioneller Energie verbraucht werden. Außerdem wurden in der Vergangenheit gelegentlich Bedenken gegen die bei fortschrittlichen Dünn-schichttechnologien eingesetzten Umweltgifte Cadmium, Selen u.a. geäußert. Problemmetalle sind auch in den Speicherbatterien, die für dezentrale Photovoltaikanlagen verwendet werden, enthalten. Sie müssen umweltfreundlich entsorgt werden. Ein weiterer Kritikpunkt ist der große Flächenbedarf der Photovoltaikfelder, der bei großen installierten Leistungen zu einem erheblichen Landschaftsverbrauch führt. Allerdings entfällt dieses Argument bei dezentralen, auf Dächern montierten Anlagen.

5. Windkraftnutzung

Wirtschaftlichkeitsaspekte

Es gibt heute am deutschen Markt eine Reihe von technisch erprobten Windkraftanlagen unter 1000 kW Einheitenleistung. Verkaufspreise werden im Bereich von 1900 bis 2700 DM/kW (ab Werk) angegeben. Für Transport, Fundament, Anschluß und sonstige Nebenkosten ist noch ein Zuschlag von 15 bis 30 % zu berücksichtigen. Desweiteren fallen noch Grundstücks- und Pachtkosten an. Die Stromgestehungskosten bei einer Kapitalverzinsung von 8 % und einer Abschreibungszeit von 12,5 Jahren liegen für einen mittelmäßigen bis guten Standort mit 18 bis 21 Pf/kWh höher als die Einspeisevergütung, die ab 1. Januar 1991 eingeführt wurde. Unter diesen Konditionen ist für den Privatinvestor die Windstromerzeugung zum alleinigen Zweck der Einspeisung wirtschaftlich nicht attraktiv, es sei denn, er erhält zusätzliche Subventionen. Die Wirtschaftlichkeit aus der Sicht des privaten oder gewerblichen Betreibers kann dann leicht erreicht werden, wenn ein erheblicher Anteil des Eigenbedarfs gedeckt wird und nur der Überschuß ins öffentliche Netz geht. Ohne finanzielle Förderung kann man nur an einem sehr guten Standort mit mittleren Jahreswindgeschwindigkeiten von über 6 m/s in 10 m Höhe, durch den Einsatz großer Anlagen von 500 kW sowie bei langen Nutzungsdauern (15 Jahre) und niedrigen Zinssätzen (6,5 %) deutlich unter die Einspeisevergütung kommen /7/.

Aus der Sicht der Energiewirtschaft stellt sich die Situation anders dar, denn nach dem Prinzip der vermiedenen Kosten darf der Windstrom nicht teurer sein als die Brennstoffkosten, zum Beispiel von Kohlekraftwerken, die immer dann entsprechend heruntergefahren werden

müssen, wenn die Windkraftanlagen zufällig laufen. Die günstigsten Stromgestehungskosten aus Windenergie sind aber heute noch mindestens doppelt so hoch wie die vermiedenen Brennstoffkosten.

Einen erheblichen Einfluß haben die Windverhältnisse am Standort, die u.a. durch den Jahresmittelwert der Windgeschwindigkeit charakterisiert sind. Da die Leistungsausbeute am Windrad von der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit abhängt, schlagen auch relativ geringe Abweichungen in der Windgeschwindigkeit verschiedener Standorte sehr stark in den Kosten zu Buche.

Umweltauswirkungen der Windnutzung

Im Hinblick auf die Schadstoffemissionen ist die Windenergienutzung eine sehr umweltschonende Art elektrische Energie zu erzeugen (vgl. Tabelle 4). Die Emissionen der Windkraftanlagen, die in Tabelle 4 ausgewiesen sind, resultieren aus dem Herstellungsprozeß für die Baumaterialien und dem Bau der Anlagen. Diese Schadstofffreisetzungen werden rechnerisch auf die Lebensdauer umgelegt.

Die Errichtung von vielen Windkraftanlagen bedeutet ebenso wie die Aufstellung anderer Bauwerke einen Eingriff in die Landschaft und den Lebensraum der Bevölkerung. In der flachen und windreichen morddeutschen Ebene sind die hohen Türme der Windkraftanlagen mit den ausladenden Rotoren weit zu sehen. Während Windenergiebefürworter dies als eine Bereicherung der Landschaft ansehen, fühlen sich immer mehr Anwohner und Landschaftsschützer durch den Anblick der weißen Türme gestört. Es ist zu erwarten, daß die Akzeptanzprobleme mit der Zahl der Anlagen zunehmen wird.

Darüber hinaus kann der von Windenergiekonvertern ausgehende Schall ein großes Ärgernis für die Anwohner darstellen. Es müssen die gesetzlich vorgeschriebenen Mindestabstände eingehalten werden. Hier liegt sicherlich eine der großen Hürden bei der Erlangung der Bau- und Betriebsgenehmigung in dicht besiedelten Gebieten. Die weit ausschlagenden und schnell rotierenden Flügel der Windräder verursachen offensichtlich auch eine gewisse Gefährdung der Vogelwelt (Vogelschlag). Von Naturschützern wird darüber hinaus die Beeinträchtigung von Brut- und Rastplätzen durch Windparks kritisiert.

	Partikel kg/TJ	SO ₂ kg/TJ	NO _x kg/TJ	C _m H _n kg/TJ	Halogene kg/TJ	CO ₂ kg/TJ
Strommix BRD 1989	10	181	119	10	57	169000
Wind- kraft*	8	44	9	0,3	2	7520

* 15 Jahre Lebensdauer, 2300 Vollaststunden

Tabelle 4: Spezifische Schadstoffemissionen der Windenergie im Vergleich zum Strommix der Bundesrepublik Deutschland

6. Biomasse als Energieträger

Biomasse ist nur bedingt regenerativ

Biomasse ist im Gegensatz zu anderen regenerativen Energieformen nicht uneingeschränkt erneuerbar. Verfügbarkeit und Regenerierbarkeit nachwachsender Energieträger sind an folgende Bedingungen geknüpft:

- das Klima muß geeignet sein,
- die Bodenqualität und das Nährstoffangebot müssen ausreichend sein,
- des weiteren sind für viele Pflanzen anspruchsvolle Schutzmaßnahmen notwendig, und
- es darf in jedem Zeitabschnitt nur soviel Biomasse geerntet werden, wie nachwächst. Andernfalls wird die Substanz verbraucht und die Energiequelle versiegt. Ein Beispiel hierfür sind die abgeholzten Wälder in vielen dichtbevölkerten Entwicklungsländern.

Gefahr der Bodenauslaugung

Bei uns wird von Natur- und Umweltschützern immer wieder die Befürchtung geäußert, daß bei einem verstärkten Anbau von Pflanzen zur energetischen Nutzung die Landwirtschaft weiter intensiviert wird, daß große Monokulturen entstehen und daß durch hohe Dünger- und Pestizidgaben der Boden und die Umwelt noch stärker belastet werden, als dies durch die Nahrungsmittelproduktion schon geschieht.

Verbrennungsbedingte Emissionen

Eine weitere ganz wesentliche Besonderheit der Biomasse im Vergleich zu den anderen regenerativen Energiequellen ist, daß sie bei der Nutzung verbrannt wird. Dabei werden eine Vielzahl von verbrennungsbedingten Schadstoffen wie Partikel, NO_x , verschiedene Kohlenwasserstoffe und in geringen Mengen SO_2 emittiert.

Tabelle 5 zeigt die Emissionsgrenzwerte für Holzbrennstoffe. In Anlagen unter 15 kW dürfen nur Steinkohle, Braunkohle, Torfbrikett und naturbelassenes, stückiges Holz verwendet werden (1. BlmSchV).

Anlagengröße	Relevante Vorschrift	Bezugs- sauerstoff Vol %	Emissionsgrenzwerte			
			CO g/m ³	Staub mg/m ³	Ges. C mg/m ³	NO _x mg/m ³
15 - 50 kW	1. BlmSchV	13	4	150	-	-
50 - 150 kW	1. BlmSchV	13	2	150	-	-
150 - 500 kW	1. BlmSchV	13	1	150	-	-
500 - 1 MW	1. BlmSchV	13	0,5	150	-	-
1- 5 MW	TA Luft	11	0,25*	150	50	500
5 - 50 MW	TA Luft	11	0,25	50	50	500

*: bis 2,5 MW Feuerungsleistung gilt der Grenzwert nur bei Betrieb mit Nennlast

Tabelle 5: Emissionsgrenzwerte für Holzbrennstoffe

In der Praxis hat sich gezeigt, daß insbesondere bei den kleinen Holzöfen für Haushalte die spezifischen Schadstoffemissionen (insbesondere Partikel und Kohlenwasserstoffe) durchweg deutlich höher sind als diejenigen von vergleichbaren Ölheizungen. Die saubere Beherrschung des Verbrennungsvorgangs und der Schadstoffemissionen wird bei nicht sachgemäßer Bedienung oder bei feuchtem Brennstoff ein Problem. So wurden z.B. an das bayrische Staatsministerium für Landesentwicklung und Umweltfragen eine Vielzahl von Beschwerden über Geruchsbelästigungen herangetragen. Einstufungsmessungen von Holzfeuerungsanlagen durch Schornsteinfeger zeigten dort eine Beanstandungsrate von über 60 % /3/. Außerdem

besteht die Gefahr, daß in solchen kleinen Holzöfen ökologisch bedenkliche Abfälle unkontrolliert verbrannt werden.

Wirtschaftlichkeit der Holzverbrennung

Die Wirtschaftlichkeit der Holzverbrennung ist bei den derzeitigen Öl- und Gaspreisen nur zu erreichen, wenn Holzreste verbrannt werden, die Entsorgungsprobleme bereiten, oder wenn Rest- und Abfallhölzer verwendet werden, bei denen nur die Bergungs- und eventuell begrenzte Aufbereitungskosten anzusetzen sind.

Chinaschilf als Hoffnungsträger?

Chinaschilf (*Miscanthus sinensis giganteus*) wurde seinerzeit zum neuen Hoffnungsträger für die Energieerzeugung aus Biomasse aufgebaut. Es wird bisher nur auf Versuchsflächen angebaut. Ob die hochgesteckten Erwartungen bezüglich der Erträge und Kosten erfüllt werden, ist derzeit noch ungewiß. Anwendungsmöglichkeiten für Chinaschilf sind die Verbrennung in Heizkesseln zur Wärmeerzeugung und zur Kraft-Wärme-Kopplung.

Biogas

Die Durchschnittskosten für die Erzeugung von Biogas werden mit 0,25 DM/kWh angegeben. Sollten z.B. nur 2/3 des Biogases während der Heizperiode genutzt werden und 1/3 im Sommer abgefackelt werden, dann würden die Kosten auf 0,38 DM/kWh genutzten Gases ansteigen. Vergleicht man diese Kosten z.B. mit dem heutigen Heizölpreis von rund 0,05 DM/kWh, dann erkennt man sofort wie wenig Biogas derzeit unter betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten konkurrenzfähig ist.

Biodiesel aus Rapsöl

Eine gewisse Rolle in der Diskussion um die Energiegewinnung aus Biomasse spielt zeitweise der Raps als Rohstoff für die Ölproduktion. Die Eigenschaften von Rapsölen ähneln denjenigen der Mitteldestillate aus der Erdölverarbeitung. In verschiedenen Untersuchungen wurde an Rapsöl und RME betriebenen Pkw- und Schlepper-Dieselmotoren das Emissionsverhalten

ermittelt. Dabei hat sich gezeigt, daß Verbesserungen hinsichtlich einer Schadstoffkomponente häufig durch Erhöhungen bei anderen Stoffen aufgewogen werden, so daß keine gravierenden Vor- oder Nachteile zwischen Mineralöl und Rapsöl festzustellen sind. Die reinen Gestehungskosten liegen jedoch um ein Mehrfaches höher als beim Dieselöl.

CO₂ Neutralität von Biomasse

Betrachtet man nur den Verbrennungsvorgang der Biomasse, dann wird dabei nicht mehr Kohlendioxid freigesetzt, als zuvor von der Pflanze durch den Assimilationsprozeß gebunden wurde. Sorgt man dafür, daß die verbrannte Biomasse wieder nachwachsen kann, dann ist der Kohlendioxidkreislauf im langfristigen Mittel geschlossen. Bei dieser Betrachtungsweise erscheint die Biomassenutzung CO₂-neutral. Werden aber die kumulativen Energieverbräuche und CO₂-Emissionen bei den Vorleistungen für die Biomassebereitstellung mit eingeschlossen, dann gilt das nicht mehr uneingeschränkt. Bei der Saatgutbereitstellung, dem Anbau, der Ernte, der Bergung, dem Transport, der Aufbereitung und der Lagerung werden Brenn- und Kraftstoffe verbraucht, die zusätzliche CO₂-Emissionen erzeugen. Das CO₂-Reduktionspotential der Biomasse wird dadurch unter Umständen um bis zu 50 % verringert.

7. CO₂ - Einsparung durch regenerative Energiequellen

Das seit vielen Jahren bekannte Phänomen des globalen Treibhauseffektes ist gegenwärtig das am stärksten diskutierte energie- und umweltpolitische Thema. Es erscheint sicher, daß die Anreicherung der Atmosphäre mit Spurengasen wie CO₂, CH₄, N₂O, Ozon und FCKW zu Klimaveränderungen führen wird, die mit unübersehbaren Folgen für die Lebensbedingungen verbunden sind. Kohlendioxid aus der Energienutzung hat einen Anteil von etwa 50 % am Treibhauseffekt.

Obwohl der wissenschaftliche Kenntnisstand über Ursachen und Wirkungen des Treibhauseffektes noch mit Unsicherheiten behaftet ist, müssen schnell Maßnahmen zur Vermeidung und Reduktion klimarelevanter Spurengase eingeleitet werden, so die Meinung vieler Klimaforscher und Politiker.

Das Ziel der Bundesregierung ist es, bis zum Jahre 2005 den energiebedingten CO₂-Ausstoß um 25 % zu senken. Zur Reduktion der CO₂-Freisetzung aus fossilen Brennstoffen wird unter einer Vielzahl von möglichen Maßnahmen auch ein verstärkter Einsatz regenerativer Energiequellen diskutiert. Die Meinungen über erreichbare zukünftige CO₂-Einsparpotentiale gehen naturgemäß deutlich auseinander.

Tabelle 6 zeigt, welche Kapazitäten aufgebaut werden müssen, um lediglich eine Million Tonnen CO₂ pro Jahr einzusparen. Das entspricht rund einem Promille der deutschen Gesamtemission.

Technologie	Kapazitäten um 1 Mio. t CO ₂ einzusparen	Bestand in der BRD ¹⁾	CO ₂ -Einsparung gerechnet gegen
Windkraftanlage	470 MW	1100 MW	Kohlekraftwerk
Photovoltaik- anlage	1350 MW	15 MW	Kohlekraftwerk
Solare Brauch- wasseranlage	$8,0 \cdot 10^6 \text{ m}^2$ (Kollektorfläche)	$1,2 \cdot 10^6 \text{ m}^2$	Ölheizung
Biomasse (meist Holz)	14 PJ	105 PJ	Ölheizung

1) z.T. geschätzt

Tabelle 6: Notwendige Kapazitäten zur Einsparung von einer Million Tonnen CO₂ pro Jahr in der Bundesrepublik Deutschland

Entsprechend Tabelle 6 werden derzeit durch die Nutzung von Sonnenenergie, Windkraft und Biomasse rund 10 Millionen Tonnen CO₂ eingespart, was bezogen auf den Gesamtausstoß von 892 Millionen Tonnen im Jahre 1995 rund 1,1 % entspricht.

Um eine größere CO₂-Reduzierung durch Nutzung regenerativer Energiequellen zu erreichen, ist weiterhin eine öffentliche finanzielle Förderung notwendig. Ohne sie ist die Wirtschaftlichkeit, abgesehen von Nischenanwendungen, aufgrund eines zum Teil noch unzureichenden Standes der Technik und aufgrund der billigen fossilen Energieträgern auf absehbare Zeit nicht erkennbar.

Schrifttumshinweise

- /1/ Albrecht K.F., Råde H.S.;
Potentiale und Kosten erneuerbarer Energien in Deutschland,
Literaturrecherche, BEO/KFA, September 1994

- /2/ Hagedorn, G.; Kumulierter Energieverbrauch und Erntefaktoren von
Photovoltaik - Systemen. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 39. Jg. (1989)

- /3/ Zeitler, O.; Politische Rahmenbedingungen und Perspektiven für
den Einsatz der Biobrennstoffe in Bayern. Erstes Symposium Biobrennstoffe
und Umweltfreundliche Heizanlagen, Veranstalter: OTTI-Technologie-Kolleg,
Regensburg 1992

- /4/ Kleemann, M.; Aktuelle wirtschaftliche und ökologische Probleme bei der
Nutzung regenerativer Energiequellen, "elektrowärme international", 49. Jg.
Heft A2/Juni 1991, Vulkan Verlag Essen

- /5/ Kleemann, M.; Regenerative Energiequellen, Springer Verlag, 1993

- /6/ Umweltverträglichkeit Regenerativer Energien, Tagung vom 8. - 9. Dez. 1992
in Köln, Verlag TÜV Rheinland GmbH, Köln

- /7/ DEW Magazin, Entwicklung der Energieerzeugungskosten von Windenergie-
anlagen, S. 18, Nr. 8, Februar 1996

- /8/ Kleemann, M.; Stürmische Perspektiven - Nutzungsmöglichkeiten und
Grenzen der Windenergie, Physik in unserer Zeit, 2/96, Verlag VHC, Weinheim

Ökoaudit

Dr. Werner Linden

Gas-, Elektrizitäts- und Wasserwerke Köln (GEW) AG

Parkgürtel 24

50823 Köln

Innerhalb von rund einem Jahr haben sich über 200 deutsche Unternehmen - darunter große Automobilhersteller und Chemieunternehmen - nach der Ökoaudit-Verordnung der EG zertifizieren lassen. Das bemerkenswerte daran ist, für keines dieser Unternehmen bestand eine Verpflichtung oder gar ein Zwang dies zu tun. Zu Recht stellt sich deshalb in diesem Zusammenhang die Frage: Ist die Ökoaudit-Verordnung der Europäischen Gemeinschaft ein Zukunftsrezept für den betrieblichen Umweltschutz oder handelt es sich bei der Ökoauditverordnung nur um einen Papiertiger der den sich beteiligenden Unternehmen nichts abverlangt und deshalb auch für den Schutz der Umwelt keine weiteren Verbesserungen erwarten läßt? Am Beispiel der Gas-, Elektrizitäts-, und Wasserwerke Köln AG (GEW), die im Jahre 1995 als erstes Energieversorgungsunternehmen in Deutschland am Standort Köln-Niehl ein Ökoaudit durchgeführt und erfolgreich abgeschlossen hat, soll dieser Frage nachgegangen werden.

1. Regelungsgehalt der Ökoaudit-Verordnung

Die EWG-Verordnung über die freiwillige Beteiligung gewerblicher Unternehmen an einem Gemeinschaftssystem für das Umweltmanagement und die Umweltbetriebsprüfung vom 29. Juni 1993 -kurz Ökoaudit-Verordnung genannt- gilt seit April 1995 in allen Mitgliedstaaten der Europäischen Union. Ziel des eingeführten Systems ist die Förderung der kontinuierlichen Verbesserung des betrieblichen Umweltschutzes. Dazu werden mit den Elementen der Umweltpolitik, des Umweltmanagementsystems sowie der Umweltziele und -programme neue Instrumente in den betrieblichen Umweltschutz eingeführt. Diese unterliegen einer

regelmäßigen, systematischen und objektiven Überprüfung und Bewertung. Die daraus gewonnenen Erkenntnisse werden im Wege von Umwelterklärungen als Informationen über den betrieblichen Umweltschutz der Öffentlichkeit zur Verfügung gestellt.

Die organisatorischen Voraussetzungen für die Anwendung der Ökoaudit-Verordnung in der Bundesrepublik Deutschland wurden im Umweltauditgesetz geregelt, das am 22.12.1995 in Kraft getreten ist. Damit können die teilnehmenden Unternehmen ihre Umwelterklärungen durch zugelassene unabhängige Gutachter prüfen und für gültig erklären lassen. Die Gültigkeitserklärung ist Voraussetzung für das sogenannte Registrierungsverfahren welches - mit Unterschieden in den einzelnen Bundesländern - die Industrie- und Handelskammern und die Handwerkskammern durchführen. Im Registrierungsverfahren erfolgt eine Eintragung in ein Verzeichnis der Europäischen Union welche das registrierte Unternehmen berechtigt, in bezug auf den Produktionsstandort eine sogenannte Teilnahmeerklärung zu führen.

Die Teilnahme am EG-Auditsystem steht ausdrücklich auch den Unternehmen offen, die Gas, Heißwasser, Wärme und Strom erzeugen. Das bedeutet für den Bereich der Energieversorgung, daß gegenwärtig nur Energieerzeugungsanlagen nicht aber Verteilungsanlagen wie Stromnetze und Fernwärmeleitungen am EG-Ökoauditsystem teilnehmen können. Eine weitere Besonderheit besteht darin, daß nach der EG-Ökoaudit-Verordnung Auditgegenstand nicht das Unternehmen als solches sein kann. Im Wege einer räumlich-organisatorischen Betrachtung kommt mit dem "Standort" lediglich das jeweilige Gelände in Betracht auf dem die auditierfähige gewerbliche Tätigkeit durchgeführt wird.

2. Motive für die Teilnahme der GEW

Die GEW versorgt die Stadt Köln mit Gas, Elektrizität, Wasser und Wärme. Das Unternehmen, das annähernd 2800 Mitarbeiter beschäftigt und für das Jahr 1995 einen Umsatz in Höhe von rund 1800 Mio. DM ausweist, hatte bereits im Januar 1994 - veranlaßt durch die vorausgegangene Einführung des § 52 a BImSchG sowie einem allgemeinen Trend folgend - eine Umweltpolitik und ein neues Umweltmanagementsystem eingeführt. Damit war aber noch keine Entscheidung für die endgültige Beteiligung am Ökoauditsystem gefallen. Diese Entscheidung wurde erst im März 1995 getroffen, wobei gleich mehrere Gründe den

Ausschlag gaben. Bedeutsam war zunächst einmal, daß das kommunale Unternehmen schon immer eine Vorreiterrolle im Umweltschutz eingenommen hatte. Insofern stellten die neuen Instrumente der EG-Ökoaudit- Verordnung eine besondere Herausforderung dar. Darüber hinaus bekundeten inzwischen auch Kunden Interesse am Ökoauditsystem und es war abzusehen, daß der Energielieferant sich eines Tages der Frage ausgesetzt sehen würde, ob man nicht Strom und Wärme aus einem auditierten Kraftwerk liefern könne. Die Durchführung eines Ökoaudits versprach desweiteren eine Minimierung von Haftungsrisiken und damit verbunden die Reduzierung von Versicherungsprämien. Vor allem aber sollte die Teilnahme zu einer weiteren Verbesserung der Umweltschutzsituation im Unternehmen beitragen. Für die Durchführung des Ökoaudits wählte man den Standort Köln-Niehl aus. Hier betreibt GEW ein Heizkraftwerk mit einer Feuerungsleistung von 840 MW sowie ein Gasturbinenheizkraftwerk mit einer Feuerungsleistung von 95 MW. Mit diesen Anlagen, die in erster Linie mit Erdgas befeuert werden, in denen aber auch Heizöl eingesetzt werden kann, sichert GEW die Fernwärmeversorgung der Kölner Innenstadt. Zugleich wird Strom erzeugt und in das Netz der Stadt Köln eingespeist.

3. Inhalte der Umweltpolitik

Unter Umweltpolitik versteht die Ökoaudit-Verordnung die umweltbezogenen Gesamtziele und Handlungsgrundsätze eines Unternehmens einschließlich der Verpflichtung alle einschlägigen Umweltvorschriften einzuhalten. Dabei werden in materieller Hinsicht konkrete Mindestanforderungen für die Formulierung einer Umweltpolitik vorgegeben. Die insofern zu berücksichtigenden Gesichtspunkte betreffen unter anderem den Umgang mit Energie, Rohstoffen und Abfällen, Lärmfragen, den produktbezogenen Umweltschutz, Praktiken bei Auftragnehmern sowie Fragen der internen und externen Öffentlichkeitsarbeit. Die Umweltpolitik der GEW wurde in Form von zehn Umweltschutzleitlinien im Januar 1994 für alle Standorte im Unternehmen eingeführt. Den Mitarbeitern wurde sie durch die Betriebszeitschrift bekanntgemacht. Sie enthält verbindliche Vorgaben für Jedermann im Unternehmen an denen alle Tätigkeiten und Abläufe auszurichten sind. In diesem Sinne heißt es in den Umweltschutzleitlinien: "Umweltschutz ist eine zentrale Unternehmensaufgabe und fester Bestandteil unserer Unternehmensziele. Alle Mitarbeiter sind dem Umweltschutz in ihrem Handeln verpflichtet." Der von der Ökoaudit-Verordnung geforderten Verpflichtung zur

kontinuierlichen Verbesserung wird Rechnung getragen indem dort "wo es technisch möglich und wirtschaftlich vertretbar ist, Maßnahmen ergriffen werden, die über die gesetzlichen und behördlichen Anforderungen hinausgehen".

4. Grundzüge des Umweltmanagementsystems

Ein Umweltmanagementsystem ist i. d. R. ein Teil des gesamten unternehmensübergreifenden Managementsystems. Es umfaßt die aufbau- und ablauforganisatorischen Maßnahmen und Regelungen, die sicherstellen, daß die gesetzlichen, behördlichen und unternehmensinternen Anforderungen im Umweltschutz eingehalten werden. Dem Umweltmanagementsystem der GEW liegt das Grundprinzip zugrunde, daß Linienfunktionen, die für den Betrieb der Anlagen und Einrichtungen die Verantwortung tragen und Stabsfunktionen, die Überwachungs- und Unterstützungsaufgaben wahrnehmen, getrennt werden. Das Umweltmanagementsystem sieht hierzu vor, daß die gesetzlich geforderten Beauftragtenfunktionen im Umweltschutz sowie die Kontrolle des Stoffwesens, die Aus- und Weiterbildung im Umweltschutz und die Organisation der Entsorgung von der Abteilung Umweltschutz für das gesamte Unternehmen zentral wahrgenommen werden. Der Leiter dieser dem Vorstand direkt unterstellten Abteilung ist als "Managementvertreter" für die Anwendung und Aufrechterhaltung dieses übergreifenden Umweltmanagement- und controllingsystems zuständig. Als Ansprechpartner für die Abteilung Umweltschutz fungieren in den Fachbereichen sogenannte nebenamtliche Umweltreferenten. Die Zusammenarbeit der Abteilung Umweltschutz mit diesen Umweltreferenten der Fachbereiche sowie mit der Arbeitssicherheit und dem Betriebsrat wird in einem Ausschuß für Umweltschutz sichergestellt. Das Umweltmanagementsystem wird ergänzt durch umfangreiche technische und organisatorische Maßnahmen zur Verhütung und Begrenzung umweltschädigender Unfälle.

5. Inhalte des Umweltschutzhandbuches

Das Umweltmanagementsystem der GEW ist in einem Umweltschutzhandbuch dokumentiert. Dieses enthält als zentrales Regelwerk des betrieblichen Umweltschutzes eine umfassende Darstellung der Aufbau- und Ablauforganisation im Umweltschutz. Dem vorangestellt sind die Umweltschutzleitlinien sowie eine Übersicht über die einschlägigen Umweltrechtsvorschriften mit einer knappen Einführung. Das Kapitel Aufbauorganisation enthält im wesentlichen eine Beschreibung der bereits oben genannten Funktionsträger und Organe des betrieblichen Umweltschutzes.

Der umfassendere Teil des Umweltschutzhandbuches entfällt auf die Ablauforganisation und ist in 13 Kapitel unterteilt. Den ersten drei Kapiteln liegt ein medienbezogener Ansatz zugrunde. Im Kapitel "Luftreinhaltung" sind die Anforderungen des Immissionsschutzrechts an den Betrieb der Heizkraftwerke sowie der sich daraus ableitende Regelungsbedarf mit konkreten Tätigkeiten und Zuständigkeiten dargestellt. Das Kapitel "Gewässerschutz" enthält sowohl Anforderungen an die Wasserversorgung als auch an die Abwasserentsorgung unterteilt nach Direkteinleitungen und Indirekteinleitungen in Gewässer sowie Vorgaben für den anlagenbezogenen Gewässerschutz, insbesondere die Lagerung wassergefährdender Stoffe. Im Vorgriff auf anstehende gesetzliche Neuregelungen behandelt das Kapitel "Bodenschutz" den Umgang mit Altlasten und die Vorgehensweise bei Unfällen mit Auswirkungen auf den Boden.

Weitere Kapitel enthalten stoffbezogene Regelungen, wie Anforderungen an den Umgang mit Arbeits- und Gefahrstoffen sowie den Transport von Gefahrgütern. Um frühzeitig dem Entstehen von Umweltrisiken vorzubeugen, wurden auch Vorgaben für die Beschaffung in das Umweltschutzhandbuch aufgenommen. Im Hinblick auf die besondere Bedeutung in der betrieblichen Praxis nehmen die Regelungen zur Entsorgung von Abfällen und Reststoffen einen breiten Raum ein. Dazu wurde in das Kapitel "Abfallwirtschaft" eine umfassende Abfallordnung mit einer Darstellung der einschlägigen formellen Entsorgungsanforderungen aufgenommen. Weitere Kapitel des Handbuches befassen sich mit den Themen "Lärmschutz", "Strahlenschutz" sowie "Störfallvorsorge und Störfallabwehr". Vorgaben für die Aus- und Weiterbildung im Umweltschutz sowie die Durchführung von Ökoaudits runden die prozeß- und ablaufbezogenen Inhalte des Handbuches ab. Während das Umweltschutzhandbuch eine

Beschreibung von Aufgaben und Zuständigkeiten enthält sind die sich daraus ableitenden Maßnahmen in Betriebsanweisungen geregelt.

6. Ablauf der Umweltprüfung

Nach dem Verständnis der Ökoaudit-Verordnung handelt es sich bei der Umweltprüfung um eine erstmalige umfassende Bestandsaufnahme der umweltbezogenen Fragestellungen, Auswirkungen und des betrieblichen Umweltschutzes im Zusammenhang mit der Tätigkeit an einem Standort. Da GEW bereits vor der Durchführung der Umweltprüfung am Standort Niehl für das gesamte Unternehmen eine Umweltpolitik und ein Umweltmanagementsystem eingeführt hatte verfolgte die Umweltprüfung zugleich das Ziel, die Konformität dieser Instrumente mit den Vorgaben der EG-Ökoaudit-Verordnung festzustellen. Darüber hinaus war erklärtes Ziel, die Übereinstimmung der Tätigkeiten am Standort mit den einschlägigen Umweltvorschriften zu prüfen.

Die Umweltprüfung führte ein Auditteam durch, das sowohl mit internen als auch externen Prüfern besetzt war. Bei der Aufstellung der Auditgruppe wurde auf eine interdisziplinäre Zusammensetzung geachtet. Um Interessenkonflikte zu vermeiden wurde die im Hinblick auf die Erzeugung von Strom und Fernwärme im Vordergrund stehende energiewirtschaftliche Betrachtung einem externen Prüfer übertragen.

Die eigentliche Prüfung umfasste eine Dokumentenprüfung sowie eine Vor-Ort-Aufnahme bei der mit 15 von 70 am Standort beschäftigten Mitarbeitern Interviews geführt wurden. Zuvor wurden die dafür ausgewählten Interviewpartner im Rahmen einer Eingangspräsentation über den Ablauf des Ökoaudits informiert. Der Ablauf und die Ergebnisse der Ökoaudits wurden in einem Prüfbericht dokumentiert. Im Mittelpunkt dieses Prüfberichtes steht die Dokumentation und Bewertung der für den Standort registrierten Energie- und Stoffströme. Der Prüfbericht war zugleich die Grundlage für die Ableitung und Entwicklung der Umweltziele und des Umweltprogramms mit deren Hilfe am Standort Niehl bis zur Durchführung der nächsten Umweltbetriebsprüfung weitere Verbesserungen angestrebt werden sollen.

7. Umweltprogramm und Umweltziele

In der Bedeutungsrangfolge der festgelegten Umweltziele und des Umweltprogramms stehen erwartungsgemäß energiewirtschaftliche Ziele ganz oben. So hat sich GEW im Rahmen des Ökoaudits zum Bau einer Gasentspannungsanlage verpflichtet, die es zukünftig ermöglicht, mit einer Leistung von 4 MW emissionsfrei weiteren Strom am Standort zu erzeugen. Desweiteren erwartet man sich von einer systematischen Überprüfung und Realisierung der energetischen Optimierungspotentiale von Aggregaten eine weitere Senkung des Energieeigenverbrauchs der Anlagen am Standort. Die gleiche Zielrichtung verfolgt der Einbau von Wärmedämm- und Isoliermaterialien im Verwaltungsgebäude. Weitere Umweltziele laufen darauf hinaus, unfallbedingte Umweltauswirkungen zu vermeiden und zu vermindern sowie Lagerrisiken zu minimieren. Im Hinblick auf die Entsorgung von Abfällen und Reststoffen soll durch Einrichtung zusätzlicher Sammelmöglichkeiten die Verwertungsquote bei Abfällen weiter gesteigert werden. Die Vielzahl der festgelegten Umweltziele und der daraus im Rahmen des Umweltprogramms entwickelten Maßnahmen wird ergänzt durch Maßnahmen zur Förderung des Umweltbewußtseins. Hierfür ist die Durchführung von Schulungen vorgesehen. Das Ergebnis aller umweltschutzbezogenen Tätigkeiten des Unternehmens soll schließlich in einem umfassenden Umweltbericht dargestellt werden, der erstmals für das Jahr 1995 erstellt wird. Für die Umsetzung der Maßnahmen, zu deren Durchführung man sich in der Umwelterklärung verpflichtet hat, sind in Abhängigkeit von der Dringlichkeit und Realisierbarkeit bestimmte Fristen vorgesehen, wobei spätestens bis zur Durchführung der nächsten Umweltbetriebsprüfung nach drei Jahren alle Maßnahmen umzusetzen sind.

8. Inhalte der Umwelterklärung

Nach der ersten Umweltprüfung aber auch nach jedem weiteren Betriebsprüfungszyklus ist eine Umwelterklärung zu erstellen. Die Umwelterklärung wird für die Öffentlichkeit verfaßt und soll in knapper, verständlicher Form geschrieben sein. Der dafür notwendige Inhalt wird von der EG-Ökoaudit- Verordnung vorgegeben. Die Umwelterklärung der GEW für den Standort Niehl enthält als wesentliche Bestandteile eine Darstellung der Umweltpolitik und des Umweltmanagementsystems des Unternehmens, eine Beschreibung der Anlagen am Standort Niehl, die Dokumentation und Interpretation der Energie- und Stoffströme sowie eine

Darstellung der festgelegten Umweltziele und des Umweltprogramms. Sie gibt weiter Auskunft über die nächste Umweltbetriebsprüfung sowie den zugelassenen Gutachter, der die Umwelterklärung für gültig erklärt hat.

9. Gültigkeitserklärung und Eintragungsverfahren

Voraussetzung für die Gültigkeitserklärung ist eine dem vorausgehende Prüfung durch einen zugelassenen und unabhängigen Gutachter, die darauf abzielt festzustellen, ob die Umweltpolitik, das Umweltmanagementsystem, das Umweltprogramm, die Methodik der Umweltprüfung, die voraussichtlichen Maßnahmen der Umweltbetriebsprüfung sowie die Umwelterklärung den Vorgaben und Anforderungen der EG-Ökoaudit-Verordnung entsprechen. Aufgabe des Gutachters ist es darüber hinaus zu prüfen, ob die Angaben in der Umwelterklärung zuverlässig sind und ob die Umwelterklärung alle wichtigen Umweltfragen, die für den betrachteten Standort von Bedeutung sind, in angemessener Weise berücksichtigt. Dem Gutachterauftrag durch den Betreiber, der in der Auswahl des zugelassenen Gutachters frei ist, liegt dabei ein privatrechtlicher Vertrag zugrunde. Der beauftragte Gutachter sichtete und prüfte zunächst einmal die gewünschten und ihm zur Verfügung gestellten Dokumente. Anschließend fand die eigentliche Prüfung "vor Ort", statt, die auch Interviews mit ausgewählten Mitarbeitern am Standort umfaßte.

Das positive Ergebnis der Begutachtung in Form einer Gültigkeitserklärung setzte GEW schließlich in die Lage, die Eintragung in das Verzeichnis der eingetragenen Standorte, das von der Kommission jährlich im Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften veröffentlicht wird, zu beantragen. Dieser Antrag war an die, in Nordrhein-Westfalen als zentrale Eintragungsinstanz zuständige Industrie- und Handelskammer in Duisburg zu richten. Das zur Konkretisierung der EG-Ökoaudit-Verordnung in Deutschland kurz vor Ablauf des Jahres 1995 in Kraft getretene Umweltauditgesetz sieht hierfür vor, daß die zuständigen Umweltschutzbehörden von der Eintragungsstelle über den Antrag auf Eintragung zu informieren sind und innerhalb von vier Wochen die Gelegenheit zur Stellungnahme erhalten. Da die innerhalb dieser Vier-Wochen-Frist abzugebenden Stellungnahmen der aufgeforderten Umweltschutzbehörden positiv waren stand einer Eintragung des Standortes Heizkraftwerk

Köln-Niehl nichts mehr entgegen. Die Eintragung erfolgte am 12. Februar 1996 unter der Registrierungsnummer DE-S-142-00006.

10. Fazit und Ausblick

Rückblickend und zusammenfassend waren die Erfahrungen der GEW mit dem ersten Ökoaudit am Standort Niehl durchweg positiv, so daß man zur Zeit über die Durchführungs weiterer Audits an anderen Unternehmensstandorten nachdenkt. Erleichtert wurde der Einstieg in das Ökoauditsystem durch das Vorhandensein eines Umweltmanagementsystems, das insbesondere für die Durchführung der Umweltprüfung herangezogen werden konnte. Hervorzuheben ist desweiteren die Akzeptanz und Mitwirkungsbereitschaft der Mitarbeiter am Standort. Im Verlaufe des Audits immer deutlicher erkennbar entwickelte sich hieraus zugleich eine ausgeprägte Erwartungshaltung im Hinblick auf die Realisierung der in den Umweltzielen und im Umweltprogramm dokumentierten Verbesserungspotentiale. Damit wird nicht nur die externe sondern auch die "interne Öffentlichkeit" über die Fortentwicklung und den Erfolg des Ökoaudits wachen. Die unmittelbaren Kosten für die Durchführung des Ökoaudits beliefen sich auf 100.000 DM. Die durch die festgelegten Ziele und das Umweltprogramm angestoßenen Investitionen werden allein für die Gasentspannungsturbine rund sechs Mio. DM betragen. Diese Investitionen fallen umso leichter, weil sich die Maßnahme nicht nur ökologisch sondern auch ökonomisch vorteilhaft auswirken wird. Im Hinblick auf die eingangs gestellte Frage lautet deshalb das abschließende Fazit: Beim Ökoaudit handelt es sich um ein vielversprechendes Zukunftsrezept für den betrieblichen Umweltschutz.

Konferenzen des Forschungszentrums Jülich

- 1 Technik und Gesellschaft
Vorträge eines Seminars veranstaltet von der
Programmgruppe Mensch, Umwelt, Technik
des Forschungszentrums Jülich GmbH
W. Fischer, L. Hennen, W. Kirstein, G. Schleser, G. Stein, Ch. Wandrey,
P.M. Wiedemann (1990)
- 2 Analytische Glimmentladungs-Spektroskopie
Jülich, 25.–26. April 1990, Tagungsbericht
herausgegeben von J. Rottmann (1990)
- 3 Die digitale Verarbeitung analoger Signale in Theorie und Praxis
KFA-Fortbildungsseminar; Jülich, im April 1989
U. Eckhardt, H. Eulenberg, F. Janßen, W. Jansen und H. Larue (1990)
- 4 Reduced Enrichment for Research and Test Reactors
Proceedings of the XIIth International Meeting
Berlin, 10.–14. September 1990
Arranged and edited by G. Thamm, M. Brandt (1991)
- 5 Kontrolle radioaktiver Abfälle
Erfahrungen mit der BMU-Richtlinie
Seminar; Jülich, 23.–24. Oktober 1990
Redaktion M. Laser (1991)
- 6 Intermetallische Phasen als Strukturwerkstoffe für hohe Temperaturen
Seminar; Hagen, 30.–31. Oktober 1990
herausgegeben von F.J. Bremer (1991)
- 7 Mikrobruchvorgänge in Al_2O_3 -Keramik
DFG-Kolloquium; Jülich, 9.–10. April 1990
herausgegeben von H. Nickel, R.W. Steinbrech (1991)
- 8 BMFT-Workshop Klimawirkungsforschung
Auswirkungen von Klimaveränderungen
Tagungsband; Bonn, 11.–12. Oktober 1990
herausgegeben von W. Fischer, G. Stein (1991)
- 9 5th International Symposium on
Laser-Aided Plasma Diagnostics
Bad Honnef, 19.–23. August 1991 (1991)
- 10 A Regime to Control Greenhouse Gases:
Issues of Verification, Monitoring, Institutions
Proceedings of a Workshop, Bad Neuenahr, June 12–14, 1991
edited by J.C. di Primio, G. Stein (1991)
- 11 Hartstoffe in Werkzeugen
Seminar: Jülich, 20. und 21. Juni 1991
Redaktion: H. Prasse (1992)

Konferenzen des Forschungszentrums Jülich

- 12 Hadronic Processes at Small Angles in Storage Rings
105th International WE-Heraeus-Seminar, Proceedings
Bad Honnef, February 1–3, 1993
edited by E. Rössle, O.W.B. Schult (1993)
- 13 Economics of the Greenhouse Effect
Modeling Strategies and Impacts
Workshop; Bad Zwischenahn, January 21–22, 1993
edited by W. Kuckshinrichs, W. Pfaffenberger, W. Ströbele (1993)
- 14 Greenhouse Gas Verification – Why, How and How Much?
Proceedings of a Workshop, Bonn, April 28–29, 1994
edited by W. Katscher, J. Lanchbery, J. Salt, G. Stein (1994)
- 15 Advances in Systems Analysis: Modelling Energy-Related Emissions
on a National and Global Level
edited by J.-Fr. Hake, M. Kleemann, W. Kuckshinrichs, D. Martinsen, M. Walbeck
(1994)
- 16 Wasser: Nachhaltige Gewinnung und Verwendung eines lebenswichtigen Rohstoffs
herausgegeben von W. Fischer, C. Karger, F. Wendland (1996)
- 17 Die digitale Verarbeitung analoger Signale in Theorie und Praxis
KFA-Fortbildungsseminar; Jülich, im Juni 1996
U. Eckhardt, H. Eulenberg, F. Janßen, W. Jansen (1996)
- 18 Partielle Differentialgleichungen, Numerik und Anwendungen
Manuskripte der Vorlesungen der Sommerschule vom 2. bis 6. September 1996
im Forschungszentrum Jülich
herausgegeben von W. E. Nagel (1996)
- 19 Gesundheitsbelastungen
Manuskripte der Vorlesungen der 6. Sommerschule Bonn – Jülich
„Anthropogene Umweltveränderungen“ vom 30. August bis 8. September 1995
im Forschungszentrum Jülich
herausgegeben von P. M. Wiedemann, H. M. Seitz (1996)
- 20 Energieforschung
Manuskripte der Vorlesungen des 2. Jülicher Ferienkurses „Energieforschung“
vom 22. September bis 2. Oktober 1996 im Forschungszentrum Jülich
herausgegeben von J.-Fr. Hake, W. Kuckshinrichs, K. Kugeler,
W. Pfaffenberger, H.-J. Wagner (1996)
Teil I: Energiebedarf und Energieversorgung; Energietechnik; Energieverteilung;
Energiewirtschaft; Energie und Umwelt
Teil II: Systemanalyse, Energiesysteme; Sicherheit und Risiko von Energieanlagen;
Energiesituation in ausgewählten Ländern; Energieforschung und Energiepolitik

ISBN 3-89336-197-9

INTERNATIONALES KONGRESS-KOMITEE

Kongress

Energieforschung

Teil II

herausgegeben von

J.-Fr. Hake, W. Kuckshinrichs
K. Kugeler, W. Pfaffenberger
und H.-J. Wagner

Forschungszentrum Jülich GmbH
RWTH Aachen, Universität-GH Essen, Universität Oldenburg

Energieforschung

Teil II

Manuskripte der Vorlesungen des
2. Jülicher Ferienkurses „Energieforschung“
vom 22. September bis 2. Oktober 1996
im Forschungszentrum Jülich

herausgegeben von

Jürgen-Friedrich Hake
Wilhelm Kuckshinrichs
Kurt Kugeler
Wolfgang Pfaffenberger
Hermann-Josef Wagner

Konferenzen des Forschungszentrums Jülich Band 20, Teil II/1996

ISSN 0938-6521 ISBN 3-89336-197-9

Die Deutsche Bibliothek - CIP-Einheitsaufnahme

Energieforschung : Manuskripte der Vorlesungen des 2. Jülicher Sommerkurses „Energieforschung“ vom 22. September bis 2. Oktober 1996 im Forschungszentrum Jülich / Forschungszentrum Jülich GmbH... Hrsg. von Jürgen-Friedrich Hake ... - Jülich : Forschungszentrum, Zentralbibliothek. (Konferenzen des Forschungszentrums Jülich ; Bd. 20)
ISBN 3-89336-197-9

NE: Hake, Jürgen-Friedrich (Hrsg.); Jülicher Ferienkurs Energieforschung <2, 1996>; Forschungszentrum <Jülich>; Konferenzen des Forschungszentrums Jülich
Teil II. - (1996). - 451 S.

Herausgeber Forschungszentrum Jülich GmbH
und Vertrieb: ZENTRALBIBLIOTHEK
 D-52425 Jülich
 Telefon (02461) 61-5368 · Telefax (02461) 61-6103

Druck: Graphische Betriebe, Forschungszentrum Jülich GmbH

Copyright: Forschungszentrum Jülich GmbH 1996

Konferenzen des Forschungszentrums Jülich, Band 20, Teil II

ISSN 0938-7668

ISBN 3-89336-197-9

Inhalt

Teil II

Systemanalyse, Energiesysteme

<i>K. U. Birnbaum, Forschungszentrum Jülich GmbH</i> Systemanalyse von Brennstoffzellen	553
<i>H. Bartels, Forschungszentrum Jülich GmbH</i> PHOEBUS-Jülich: Eine autonome Energieversorgung mit dem System Photovoltaic – Elektrolyse – Brennstoffzelle	585
<i>K. Pallaske, Gas-, Elektrizitäts- und Wasserwerke (GEW) Köln AG</i> GEW – Strategie für eine energiesparende und umweltschonende Energieversorgung Kölns	611
<i>W. Kuckshinrichs und J.-Fr. Hake, Forschungszentrum Jülich GmbH</i> Szenarien zur Minderung energiebedingter Klimagasemissionen in Deutschland	623
<i>D. Martinsen und P. Markewitz, Forschungszentrum Jülich GmbH</i> Politiksznarien für den Klimaschutz: Rechnungen mit dem IKARUS-Optimierungsmodell	645
<i>L. Schrattenholzer, International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA), Laxenburg</i> Globale Energieperspektiven für das nächste Jahrhundert	679

Sicherheit und Risiko von Energieanlagen

<i>E. Hicken, Forschungszentrum Jülich GmbH</i> Probabilistische Sicherheitsanalysen	699
<i>J. Mertens und B. Reer, Forschungszentrum Jülich GmbH</i> Methodik und Ergebnisse von Bewertungen menschlicher Zuverlässigkeit in probabilistischen Sicherheitsanalysen	745
<i>V. Gasser, Gerling-Konzern</i> Umweltrisiken aus rechtlicher und technischer Sicht – Analyse- und Versicherungsmöglichkeiten -	781
<i>W. Fischer und G. Stein, Forschungszentrum Jülich GmbH</i> Energieversorgung, Umwelt und Sicherheit	799
<i>M. Zwick, Akademie für Technikfolgenabschätzung in Baden-Württemberg</i> Sind die Deutschen technikfeindlich?	825

Energiesituation in ausgewählten Ländern

<i>E. Gelfort, Bundesamt für Strahlenschutz</i> Situation der Kernenergie in Osteuropa.....	853
<i>A. Mathur, Tata Energy Research Institute (TERI), India</i> Development and Deployment of Solar and Wind Energy Technologies in India: A Policy Perspective	867
<i>W. Zhang, Forschungszentrum Jülich GmbH</i> Entwicklung der Kernenergie im asiatischen Raum, speziell in China.....	893

Energieforschung und Energiepolitik

<i>S. Semke, Forschungszentrum Jülich GmbH</i> Energieforschung in Deutschland	919
<i>D. Peisker, Forschungszentrum Jülich GmbH</i> Förderprogramme der Europäischen Union auf dem Gebiet der nichtnuklearen Energien	941
<i>W. Pfaffenberger, Carl von Ossietzky Universität Oldenburg</i> Anforderungen an die Energiepolitik aus volkswirtschaftlicher Sicht.....	957
<i>K. Kübler, Bundesministerium für Wirtschaft</i> Grundlagen der Energiepolitik	979

Autoren	997
----------------------	------------

Teil I

Vorwort	VII
----------------------	-----

Energiebedarf und Energieversorgung

<i>R. Theenhaus und J.-Fr. Hake, Forschungszentrum Jülich GmbH</i> Energie: Grundlage für zukünftige Entwicklungen.....	1
<i>P. Borsch, Forschungszentrum Jülich GmbH</i> Energienutzung und Zivilisation	13

Energietechnik

<i>H. Barnert, Forschungszentrum Jülich GmbH</i> Grundlagen der Energieumwandlung	51
<i>T. Hoffmann, Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke -VDEW- e.V.</i> Fossil befeuerte Kraftwerke.....	79
<i>B. Jäger, Technische Universität Berlin</i> GuD-Kraftwerke	105
<i>R. Pruscek und H. Vogelsang, Universität GH Essen</i> Kraft-Wärme-Kopplung	125
<i>K. Kugeler und P.W. Philippen, Forschungszentrum Jülich GmbH</i> Neue Reaktorkonzepte.....	149
<i>D. Meissner, Forschungszentrum Jülich GmbH</i> Grundlagen der Brennstoffzelle	177
<i>H. Wagner und J. Simon, Forschungszentrum Jülich GmbH</i> Photovoltaik: Zwischen Wirkungsgraden und Kosten oder Wann kommt der Strom aus der Sonne?	197
<i>H. Bouillon, PreussenElektra AG</i> Windenergie	217
<i>J. Eidens und G.H. Wolf, Forschungszentrum Jülich GmbH</i> Fusionsforschung	231

Energieverteilung

<i>P. Markewitz, Forschungszentrum Jülich GmbH</i> Leitungsgebundene Energieträger	257
<i>G. Krost, Gerhard Mercator Universität GH Duisburg</i> Elektrische Netze.....	291
<i>H. Fasold, Ruhrgas AG</i> Das Europäische Gas-Transportsystem	293

Energiewirtschaft

<i>W. Pfaffenberger und P. Opitz, Carl von Ossietzky Universität Oldenburg / Internationales Konversionszentrum (BICC), Bonn</i>	
Liberalisierung der Stromwirtschaft – Erfahrungen im Westen und Möglichkeiten in Osteuropa.....	317
<i>W. Ströbele, Westfälische Wilhelms-Universität Münster</i>	
Bestimmungsfaktoren von Angebot und Nachfrage auf dem Ölmarkt	345
<i>H.-W. Schiffer, Rheinbraun AG</i>	
Die Rolle der Braunkohle im Energiemix der Bundesrepublik Deutschland ..	359
<i>W. Pfaffenberger, Carl von Ossietzky Universität Oldenburg</i>	
Modelling Economics of Renewable Energy Systems	385
<i>H. Welsch, Universität Köln</i>	
Energie und Umwelt aus volkswirtschaftlicher Sicht	401
<i>B. Zinow, Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke – VDEW – e.V.</i>	
Der rechtliche Rahmen der Stromversorgung	419
<i>D. Schulte-Janson, Ministerium für Wirtschaft, Mittelstand, Technologie und Verkehr des Landes Nordrhein-Westfalen</i>	
Strompreisaufsicht, Least-Cost Planning und Förderung regenerativer Energien	435

Energie und Umwelt

<i>H.-J. Wagner, Universität-GH Essen</i>	
Entstehung und Ausbreitung von Schadstoffen	457
<i>H.-J. Wagner, Universität-GH Essen</i>	
Rauchgasreinigung.....	483
<i>Ch. Holzapfel und H.-J. Wagner, Forschungszentrum Jülich GmbH / Universität-GH Essen</i>	
Treibhauseffekt und Klimamodelle	501
<i>M. Kleemann, Forschungszentrum Jülich GmbH</i>	
Aktuelle ökologische und ökonomische Aspekte bei der Nutzung regenerativer Energiequellen	527
<i>W. Linden, Gas-,Elektrizitäts- und Wasserwerke (GEW) Köln AG</i>	
Ökoaudit	543

Vorwort

Mit dem 2. Ferienkurs *Energieforschung* wenden sich die Veranstalter erneut an Studierende und jüngere WissenschaftlerInnen auf dem Gebiet *Energieforschung*. Der Ferienkurs vermittelt Kenntnisse im Umfeld von Technik, Wirtschaft und Wissenschaft. Im Vordergrund steht die ganzheitliche Betrachtung energietechnischer und energiewirtschaftlicher Systeme mit ihren Auswirkungen auf die Umwelt. In Anbetracht der Komplexität der zu betrachtenden Systeme kann dies nur an Hand ausgewählter Beispiele erfolgen.

Ein Blick auf Themen, die in der (deutschen) Energiewirtschaft gegenwärtig diskutiert werden, zeigt, daß zum Teil beachtliche Fortschritte zu verzeichnen sind:

- Die Modernisierung des Kraftwerkparcs, insbesondere in den neuen Bundesländern, schreitet weiter voran. Hier sei beispielhaft das Braunkohlen-Großkraftwerk in Schkopau genannt, das 1996 in Betrieb genommen wurde.
Fortschritte sind nicht nur auf dem Gebiet der konventionellen Kraftwerkstechnik zu verzeichnen, sondern auch bei zukünftigen Optionen. Das Fusionsexperiment WENDELSTEIN 7-X erhielt eine Finanzierungszusage der Kommission der EG über Investitionen von 320 Mio. DM.
- Die regenerativen Energiequellen werden zunehmend stärker auch bei größeren Demonstrationsvorhaben genutzt. Das in Betrieb genommene Solarkraftwerk des Wissenschaftspark Gelsenkirchen besitzt die derzeit größte, auf einem Dach errichtete Solaranlage der Welt. Die Betreiber rechnen mit 190000 kWh Solarstrom pro Jahr.
Die Rolle der regenerativen Energiequellen und ihr Beitrag zur Stromversorgung in Deutschland wird gegenwärtig am Stromeinspeisegesetz problematisiert.
- Seit April 1995 gilt die Umweltaudit-Verordnung zur Verbesserung des betrieblichen Umweltschutzes in allen Mitgliedsstaaten der Europäischen Union. Die Gas-, Elektrizitäts- und Wasserwerke Köln AG ist das erste Energieversorgungsunternehmen in Deutschland, das eine validierte Umwelterklärung abgegeben hat und in das EG-Verzeichnis der eingetragenen Standorte aufgenommen wurde.
- Die energiepolitische Komponente der Diskussion um den Standort Deutschland geht von einem stagnierenden Primärenergiebedarf sowie einer zunehmenden Integration in den europäischen Energiemarkt aus. Innerhalb der EU zeichnet sich ein Kompromiß über die Gestaltung der ersten Schritte zu einem Binnenmarkt ab. Die leitungsgebundene Energiewirtschaft steht in diesem Zusammenhang mit der zu erwartenden Änderung des Energiewirtschafts- und Kartellgesetzes vor großen Veränderungen, die bis in die Organisationsstrukturen der Unternehmen ausstrahlen.
- Die internationale Situation läßt sich zum einen durch eine voraussichtlich auf längere Sicht weiter steigende Nachfrage nach Primärenergie und auf der anderen Seite durch Maßnahmen zum Klimaschutz charakterisieren. Die Wechselwirkungen und Implikationen dieser beiden zum Teil gegenläufigen Trends waren Gegenstand der Weltenergiekonferenz in Tokio. Joint Implementation scheint als Instrument geeignet, einen Kompromiß zwischen technischen Möglichkeiten in den hochindustrialisierten Ländern und einer wachsenden Nachfrage nach Energie in den weniger entwickelten Ländern mit hohem Wirtschaftswachstum zu bieten.

Die im Sommer 1996 publizierten Ergebnisse des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) bestätigen und präzisieren die Kenntnisse über den anthropogenen Treibhauseffekt. Sie liefern die Grundlage für eine Beratung von weitergehenden Maßnahmen zum Klimaschutz.

Der Ferienkurs *Energieforschung* greift viele dieser Punkte auf und versucht, Hintergründe und Zusammenhänge über die Grenzen einzelner Fachgebiete hinweg zu analysieren. Das Programm besteht aus Vorträgen, Diskussionen und Exkursionen. Im Vergleich zum vorangegangenen Ferienkurs wurde das Programm leicht modifiziert, indem Anregungen aus dem Kreis der Teilnehmer und Referenten aufgegriffen wurden. Darüberhinaus ist es -wie im vergangenen Jahr- wieder gelungen, namhafte Fachleute aus Energiewirtschaft und Energiepolitik als Referenten zu gewinnen. Sie bereichern das Programm ganz wesentlich. Der Ferienkurs bietet den Teilnehmern die Möglichkeit zu vertiefender Diskussion und zum Gedankenaustausch mit den Referenten. Persönliche Kontakte zu den unterschiedlichen Einrichtungen auf dem Gebiet der Energiewirtschaft und Energieforschung können geknüpft werden.

Mit dem vorliegenden Band werden den Teilnehmern Unterlagen zu den Themen des Ferienkurses zur Verfügung gestellt. Den Autoren der schriftlichen Beiträge sei für die Sorgfalt, Disziplin und ihr großes Engagement gedankt.

Der 2. Ferienkurs *Energieforschung* wurde von folgenden Institutionen unbürokratisch und großzügig unterstützt:

- *Gas-, Elektrizitäts- und Wasserwerke Köln AG (GEW)*
- *Gesellschaft der Freunde und Förderer von Systemforschung e.V. (gste)*
- *Gesellschaft für Energiewissenschaft und Energiepolitik e.V. (GEE)*
- *Rheinbraun AG*
- *Stadtwerke Düsseldorf*
- *Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e.V. (VDEW).*

Die Veranstalter bedanken sich beim Vorstand des Forschungszentrums Jülich. Er hat wie im Vorjahr die Durchführung des Ferienkurses großzügig unterstützt. Die freundliche Unterstützung des *Instituts für Energieverfahrenstechnik* und des *Projekts Kernfusion* des Forschungszentrums Jülich ermöglicht einen Einblick in die energietechnische Forschungspraxis. Dank gilt dem Tagungsbüro der KFA für die organisatorische Durchführung. Die Doktoranden der STE haben wieder kompetent und freundlich bei der Vorbereitung des Ferienkurses *Energieforschung* geholfen.

Jülich, September 1996

Jürgen-Friedrich Hake, Wilhelm Kuckshinrichs, Kurt Kugeler

Wolfgang Pfaffenberger, Hermann-Josef Wagner

Systemanalyse, Energiesysteme

Systemanalyse von Brennstoffzellen

K. U. Birnbaum

Forschungszentrum Jülich GmbH
Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung
52425 Jülich

Einleitung

Die derzeit überwiegend praktizierte Form der Energienutzung sowie die Höhe des Energieverbrauches, insbesondere in den Industriestaaten, werden als indirekte Ursachen für die regional und global zunehmende Umweltbelastung angesehen /1/.

Die deutlichen Zuwächse der atmosphärischen Kohlendioxid- und Schwefeldioxidgehalt im Verlauf der letzten Jahrzehnte werden auf die bei der Verbrennung kohlenstoffhaltiger Energieträger wie Holz, Kohle, Öl, Gas etc. zum Zweck der Wärme- und Dampferzeugung freiwerdenden Kohlendioxid- und Schwefeldioxidemissionen zurückgeführt. So ist der Ausstoß des für die befürchtete Klimaveränderung mitverantwortlichen Kohlendioxid inzwischen weltweit auf jährlich 22,5 Mrd. Tonnen angestiegen. Die die sauren Niederschläge verursachenden Schwefeldioxidemissionen sind auf rd. 200-300 Mio. Tonnen pro Jahr angestiegen.

In Bezug auf die beiden Schadstoffe Schwefel- und Kohlendioxid gelten in der Bundesrepublik Deutschland die fossil befeuerten Kraft- wie Heizwerke als die wichtigste Emittentengruppe. Ihr Beitrag zu den nationalen Gesamtemissionen liegt bzgl. des Kohlendioxids bei rd. 57 % und bzgl. des Schwefeldioxids bei 87 %.

Auf die Kohlenmonoxid- wie auch Stickoxidemissionen hat der in Deutschland zunehmende Straßenverkehr bzw. der zunehmende Treibstoffverbrauch einen immer dominanter werdenden Einfluß. So sind inzwischen 57 % der Stickoxidemissionen und 59 % der Kohlenmonoxidemissionen und knapp 90 % der NMVOC-Emissionen (Non Methan Volatile Organic Compound) auf diesen Energieverbrauchssektor zurückzuführen /2, 3/.

Das Ausmaß der für die Umwelt und damit auch für den Menschen negativen Folgen der Energienutzung ist inzwischen so groß geworden, daß es weltweit beachtet wird und inzwischen auch Gegenstand vieler nationaler wie internationaler Konferenzen und Tagungen

geworden ist. Ergebnisse dieser Veranstaltungen sind eine ganze Flut von Vereinbarungen, Verordnungen, Gesetzen und auch Initiativen, mit denen versucht werden soll, die entstandenen und entstehenden Schäden einzudämmen.

- Fossil befeuerte Kraftwerke werden zwecks Reduzierung der Kohlendioxidemissionen werden mit Entschwefelungs- und Entstickungsanlagen ausgerüstet,
- Personenkraftwagen werden mit Katalysatoren bestückt, um die Stickoxidemissionen zu verringern,
- zum Schutz der Gewässer und der Trinkwasserversorgung wird die flüssige Schmutzfracht aus Industrie, Gewerbe und Haushalten mehrstufig gereinigt,
- aus Mangel an verfügbarem Deponieraum wird das Müllvolumen in Verbrennungsanlagen reduziert,
- auch in den hochindustrialisierten Ländern wird Abfall wieder sortiert usw.

Solche Maßnahmen sind ohne Zweifel notwendig und berechtigt, doch im Grunde nur vorübergehende Notlösungen, da sie das eigentliche Problem nicht angehen. Ganz deutlich wird das am Beispiel des PKW-Katalysators, mit dem zwar die Stickoxidemissionen des einzelnen PKW reduziert werden, nicht aber die Stickoxidgesamtemission des Verkehrssektors, die in Folge des ungebremsen Anstieges des Verkehrsaufkommens weiter anwächst. Ähnliches gilt auch für die Schwefeldioxidemissionen aus dem Kraftwerksbereich: In den finanzstarken Industrieländern sinken die Emissionen dank der ergriffenen Rückhaltemaßnahmen; in den finanzschwachen Entwicklungsländern fehlen die Geldmittel sowohl für Rückhaltemaßnahmen wie auch für die teureren schwefelarmen Brennstoffe.

Gerade das letzte Beispiel zeigt die große Gefahr, die diese Notlösungen heraufbeschwören. Sie werden aufwendiger und vor allem teurer, so daß ihre umfassende Nutzung ausgeschlossen ist. Es wird deshalb immer wichtiger, daß die Wirkungen und Folgen von technischen Entwicklungen und sogar die Wirkungen ganzer Systeme vor ihrem Einsatz umfassend untersucht und aufgearbeitet werden, damit nicht weiterhin nur auf Ereignisse reagiert werden muß, sondern damit von vorne herein bessere Lösungen gefunden und auf den Weg gebracht werden können.

Dieses Ziel verfolgt die Systemanalyse, mit der die engen Grenzen technischer oder technisch-ökonomischer Einzelsysteme überschritten werden, um auch die Wirkungen auf und in dem Gesamtsystem mit zu berücksichtigen. Zu den wichtigsten Elementen dieses Gesamtsystems gehören der Mensch, die Natur und die Technik, wobei den zwischen diesen drei Elementen bestehenden Wechselwirkungen besondere Bedeutung zukommt, vgl. Abbildung 1.

Die umfassende und ganzheitliche Analyse ist das besondere Merkmal der Systemanalyse, die sich auch in Bezug auf eine Einzeltechnik nicht nur mit ihrer Funktionalität, ihrer Einbindungsmöglichkeit in bestehende Produktionsabläufe oder mit ihrer Wirtschaftlichkeit auseinandersetzt, sondern auch mit den bei ihrer Herstellung, ihrem Betrieb und ihrer Außerbetriebnahme verbundenen Stoff- und Energieströmen sowie deren Wirkungen auf das bzw. in dem Gesamtsystem, was nachfolgend beispielhaft an der Systemanalyse zur Brennstoffzelle aufgezeigt werden wird.

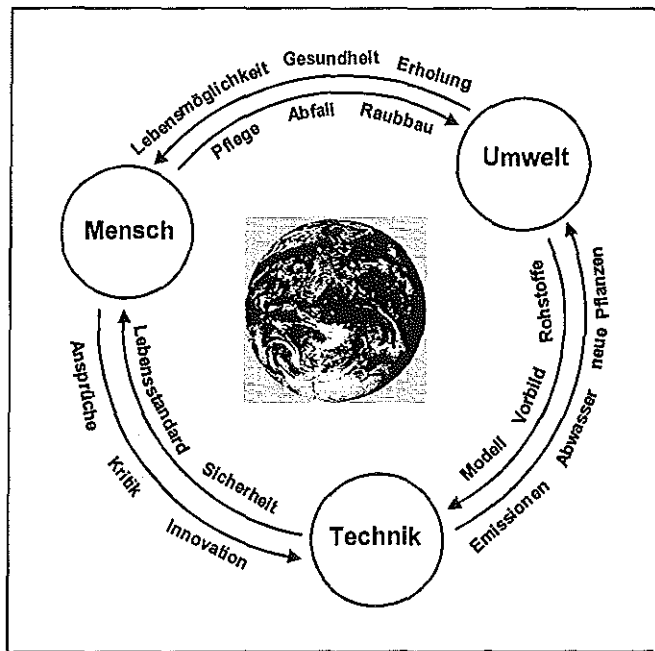


Abbildung 1: Das Gesamtsystem Mensch-Technik-Natur.

Die Brennstoffzelle, eine neue Energieerzeugungstechnik

Das in Abbildung 1 enthaltene Systemelement "Technik" ist als Oberbegriff für alle technisch geprägten Komponenten zu verstehen. In Bezug auf energetische Betrachtungen kann sich dahinter das gesamte Energieversorgungssystem verbergen, mit den verschiedenen Energieformen, Umwandlungsstufen und Anwendungszwecken, Abbildung 2. Diese Begriffe sind ihrerseits wieder als Synonym für die verschiedenen Umwandlungs- und Nutzungstechniken zu verstehen.

Im Zuge der nationalen Aktivitäten zum Schutz des Menschen und der Umwelt wurden Initiativen ergriffen, um mit technischen sowie logistischen Verbesserungen bzw. ganz neuen Systemen zu einer wesentlich emissionsärmeren Energieträgernutzung zu kommen. So gehen

z.B. die von der Forschung eingebrachten Vorschläge für zukünftige Kraftwerkstechniken deutlich über das hinaus, was derzeit durch technische Modifikationen an bestehenden Anlagen praktiziert wird. Der Schadstoffausstoß soll durch gänzlich neue Techniken, Technikkombinationen und den Einsatz sauberer Brennstoffe entscheidend reduziert werden /4/.

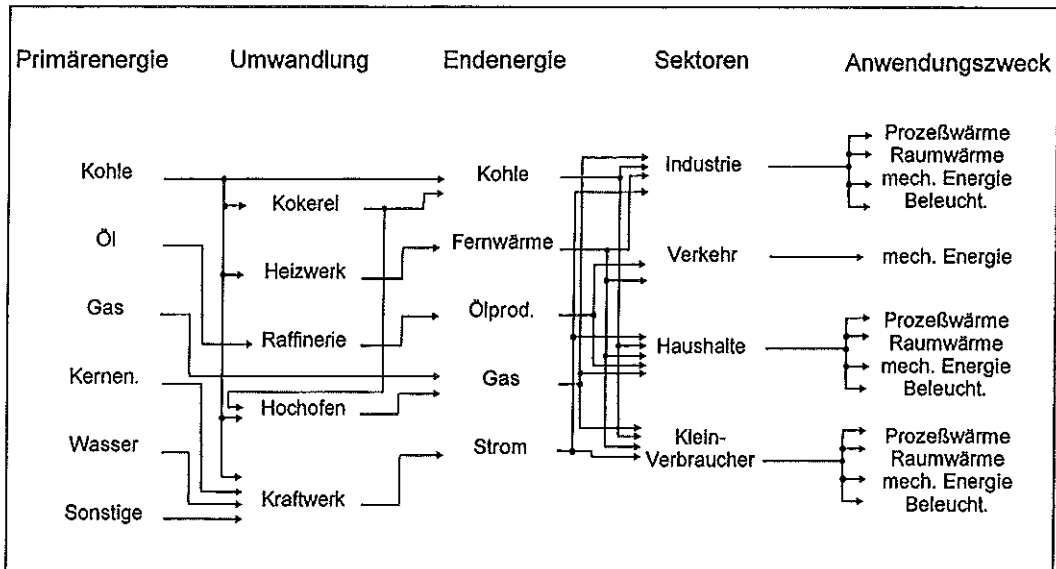


Abbildung 2: Flußbild der Energieversorgung

Als eine dieser neuen Techniken wird die Brennstoffzellentechnik angesehen, bei der die im Brennstoff gebundene Energie durch elektrochemische Reaktionen direkt in Elektroenergie umgewandelt wird /5/. Sie unterscheidet sich dadurch prozeßtechnisch ganz wesentlich von konventionellen Strom- und Wärmeerzeugungstechniken, bei denen die im Brennstoff chemisch gebundene Energie im allgemeinen erst die verlustbehafteten Zwischenstufen thermische und mechanische Energie durchlaufen muß, ehe sie in hochwertige Elektroenergie umgewandelt wird (Verbrennung - Dampferzeugung - Turbine - Generator). Bei der vom Prinzip her verlustarmen elektrochemischen Direktumwandlung mit einer Brennstoffzelle können relativ hohe elektrische Wirkungsgrade erzielt werden, die in Abhängigkeit vom Zellentyp Werte von bis zu 60 Prozent erreichen. Bei Nutzung der entstehenden Wärme ergeben sich dann Brennstoffnutzungsgrade von 85 Prozent. Außerdem eignet sich die Brennstoffzelle besonders gut für den Einsatz gasförmiger Brennstoffe, wie Methan (= Erdgas) oder Wasserstoff, von denen wegen ihrer umweltfreundlichen Nutzungsmöglichkeit zukünftig ein sehr viel höherer Beitrag zur Energiebedarfsdeckung erwartet/erhofft wird als bisher realisiert /6/.

Das Funktionsprinzip der Brennstoffzelle

Das Funktionsprinzip der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme aufgrund elektrochemischer Reaktionen in einer Brennstoffzelle ist schon seit vielen Jahren bekannt, konnte in der Vergangenheit aber wegen technischer Probleme nur mühsam und nur für einen Zelltyp zu einer serienreifen Entwicklung geführt werden. Die aufwendigen Herstellungstechniken und vor allem der teure Brennstoff Wasserstoff sowie Sauerstoff schlossen bei nicht adäquater Effizienz eine wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit aus, so daß sich die Brennstoffzelle am Markt nicht durchsetzen konnte und nur in der Raumfahrt- und Militärtechnik erfolgreich eingesetzt wurde. Erst neue Entwicklungslinien, die den Einsatz "normaler" Brennstoffe und Luft als Oxidant möglich machen, sowie das inzwischen Berücksichtigung findende Kriterium "Umweltfreundlichkeit" haben dazu geführt, daß die emissionsarme Brennstoffzellentechnik wieder interessant und als eine zukunftssträngige Alternative zu konventionellen Energiebereitstellungstechniken eingestuft wird.

Die Verfügbarkeit neuer Werkstoffe und neuer Fertigungstechniken haben die Hoffnung aufkeimen lassen, daß diese in der Theorie so einfache und bestechende Energieerzeugungstechnik doch noch in fortgeschrittenen Entwicklungslinien zur Einsatzreife entwickelt werden könnte.

Ein wichtiger Forschungsschwerpunkt zur fortgeschrittenen Brennstoffzellentechnik liegt deshalb seit einigen Jahren auf dem Gebiet der Entwicklung von Systemen, die als stationäre Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen in den verschiedenen Bereichen der industriellen, öffentlichen wie auch privaten Energieerzeugung eingebunden werden sollen. Ausgehend von relativ einfachen Systemen, wie der alkalischen Zelle, bemüht man sich darum, Systeme zu entwickeln, die in ihren Eigenschaften den industriellen und öffentlichen Energieversorgungsbelangen besser entsprechen und aufgrund neuer Konzeptionen höhere Nutzungsgrade erreichen und mit preiswerteren Brennstoffen auskommen. In Tabelle 1 sind die verschiedenen inzwischen entwickelten bzw. noch im Entwicklungsstadium stehenden Brennstoffzellentypen mit einigen typischen Merkmalen zusammengestellt.

Zu den einfachsten Einordnungsmerkmalen zählt die Betriebstemperatur, so daß man die bei Temperaturen bis 200°C arbeitenden Zellen dem Niedertemperaturbereich und die über 600°C arbeitenden Zellen dem Hochtemperaturbereich zuordnet. Zu den Niedertemperaturbrennstoffzellen gehören deshalb die Alkaline Fuel Cell (AFC), die Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell (PEMFC) und die Phosphoric Acid Fuel Cell (PAFC), während die Molten Carbonate Fuel Cell und die Solid Oxide Fuel Cell zu der zweiten Gruppe gehören.

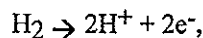
Besondere Merkmale bzw. Kennzeichen der verschiedenen Brennstoffzellentypen sind in Tabelle 1 zusammengestellt.

Typ		Betriebs- temperatur	Elektrolyt	Brennstoff	Oxidant	Wirkungs- grad el %	Einsatz- gebiet
AFC	Alkaline Fuel Cell	80 °C	Kalilauge	Wasser- stoff	Sauerstoff	63	mobiler Bereich
PEMFC	Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell	80 °C	Fest- polymer	Wasser- stoff	Sauerstoff/ Luft	60	mobiler Bereich
PAFC	Phosphoric Acid Fuel Cell	200 °C	Phosphor- säure	Erdgas Reformie- rung	Luft	36 - 46	stationärer Bereich
MCFC	Molten Carbonate Fuel Cell	650 °C	Lithiumkar- bonat und Kaliumkar- bonat	Erdgas Reformie- rung	Luft	48 - 56	stationärer Bereich
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell	1000 °C	Zirkonoxid Yttrium- dotiert	Erdgas Reformie- rung	Luft	55 - 65	stationärer Bereich

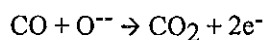
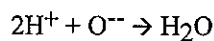
Tabelle 1: Brennstoffzellen, Merkmale und Einsatzgebiete /u.a. nach 7/

Es gilt als besonderes Merkmal der Brennstoffzellentechnik, daß die im Brennstoff chemisch gebundene Energie aufgrund elektrochemischer Reaktionen direkt in Elektroenergie umgewandelt wird. Zu den entsprechenden elektrochemischen Reaktionen kommt es in den beiden Elektroden, die zusammen mit dem Elektrolyten das zentrale Element, also das Herzstück einer jeden Brennstoffzelle bilden, vgl. Abbildung 3.

Energielieferant und damit Brennstoff für die Festoxid-Brennstoffzelle ist Wasserstoff (gegebenenfalls auch ein Kohlenmonoxid-Wasserstoffgemisch), der (das) in den Anodenraum eingeleitet wird. Als Startreaktion gilt die Wasserstoffdissoziationsgleichung



die die für die nachfolgenden Reaktionen notwendigen Elektronen liefert. An der Grenzschicht zwischen Anode und Elektrolyt reagieren Wasserstoffionen und falls vorhanden auch Kohlenmonoxid mit durch den Elektrolyten zufließenden negativ geladenen Sauerstoffionen.



Da der Elektrolyt jedoch nicht elektronenleitend ist, fließen die freigesetzten Elektronen durch den äußeren Leiter von der Anode zur Kathode. Auf diesem Weg können sie mit einem elektrischen Verbraucher aus dem System abgezogen werden.

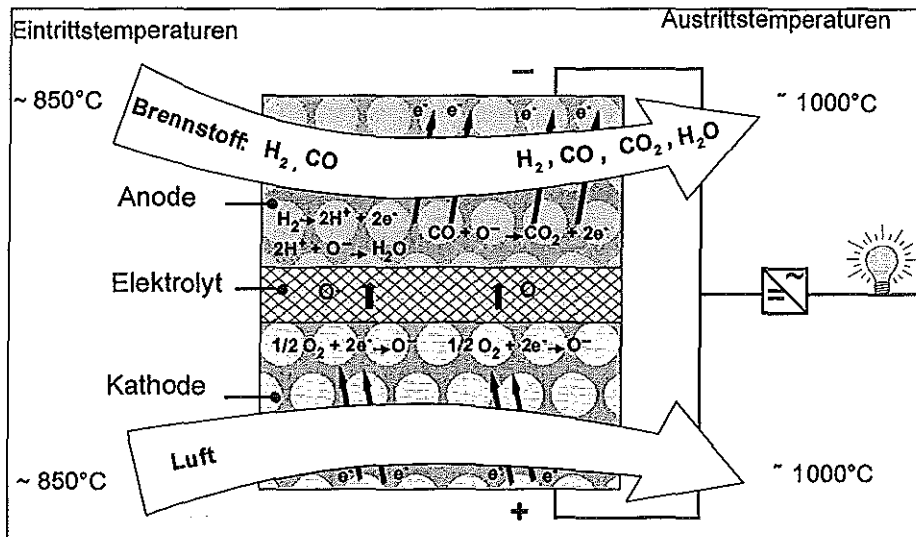
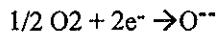


Abbildung 3: Funktionsschema der "Festoxid-Brennstoffzelle."

Im Kathodenraum wird der mit Luft zugeführte Sauerstoff reduziert und nimmt dabei die durch den äußeren Stromkreis zufließenden Elektronen auf.



Die nach der Reaktion negativ geladenen Sauerstoffionen können den Elektrolyten passieren und wandern zur Anode, wo sie mit Wasserstoff zu Wasser und mit gegebenenfalls vorhandenem Kohlenmonoxid zu Kohlendioxid reagieren.

Da es sich bei den in der Brennstoffzelle ablaufenden Reaktionen um exotherme Reaktionen handelt, wird in der Zelle Wärme erzeugt, die im wesentlichen mit dem durch die Kathode streichenden Luftstrom abgeführt werden muß und außerhalb der Brennstoffzelle energetisch genutzt werden kann. Die zweite und vielleicht wichtigere Energieform ist aber Elektroenergie, die nach der Theorie in der Brennstoffzelle mit höheren Wirkungsgraden gewonnen wird als bei der konventionellen Stromerzeugung.

Struktur der systemanalytischen Untersuchung

Wegen der Erzeugung dieser beiden Energieformen ist die Brennstoffzelle in die Kategorie der Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen einzuordnen, weshalb ihr in der systemanalytischen Untersuchung auch konventionelle Kraft-Wärme-Kopplungstechniken gegenübergestellt werden. Im Sinne der in der vorstehenden Einleitung enthaltenen Anmerkungen zu den vor dem Einsatz einer neuen Technik erforderlichen Untersuchungen bietet sich diese noch in der Entwicklung stehende Technik geradezu als Untersuchungsgegenstand für eine umfassenden Systemanalyse an, da mit dieser Methodik die dauerhafte Umweltgerechtigkeit dieser Technik prinzipiell gut untersucht werden kann. Da ganz generell mit der Einführung einer neuen Technik weit in die Zukunft reichende Entscheidungen bezüglich der Verfahrenstechnik und weiter zu verfolgenden Entwicklungslinien getroffen werden, ist es von besonderem Vorteil, wenn bereits in der Forschungs- und Entwicklungsphase einer Technik mögliche oder bereits bestehende Konflikte zwischen der Technik oder einzelnen Elementen der dazugehörenden Produktlinie einerseits und heutigen oder absehbaren Umweltstandards andererseits aufgedeckt werden. Die Bilanzierung und Einordnung der Energie- und Stoffströme eröffnet die Möglichkeit, potentielle Mängel des Verfahrens zu erkennen und in einem noch relativ frühen Entwicklungsstadium gegebenenfalls mit vertretbaren Kosten konstruktiv oder materialspezifisch zu beheben. Sie stellt den ersten Teil der Untersuchung dar und wird in Abwandlung des Begriffs "Life Cycle Assessment" im deutschen Sprachgebrauch "Ökobilanz" genannt.

Der Nutzen dieses Vorgehens liegt nicht nur in einer erfolgreichen Umweltvorsorgeprüfung sondern schlägt sich auch in verbesserten Absatzaussichten nieder, da potentielle Anwender bei derart geprüften Techniken von einer hohen Robustheit und Flexibilität gegenüber zukünftige Umweltauflagen ausgehen können und dadurch eine hohe Investitionssicherheit haben.

Im zweiten Teil der Untersuchung geht es um die Einsatzmöglichkeiten dieser Technik im industriellen Bereich, der zu diesem Zweck analysiert wird, bevor in einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung mögliche ökonomische Unterschiede zwischen der Brennstoffzelle und konventionellen Anlagen aufgezeigt werden.

Ökobilanz zur Brennstoffzelle

Die Untersuchungsmethodik der Ökobilanz beruht darauf, die umweltrelevanten Daten einer Technik über ihren gesamten Lebensweg/-zyklus zusammenzustellen, ihre Wirkungen auf die Ökosysteme zu bestimmen und mit den entsprechenden Ergebnissen für andere, neue oder

konventionelle Techniken zu vergleichen, so daß eine Einordnung und Bewertung möglich wird.

Die vier Arbeitsphasen der Ökobilanz sind die Definitionsphase, die Sachbilanz, die Wirkungsabschätzung und die Bewertung, vgl. Abbildung 4.

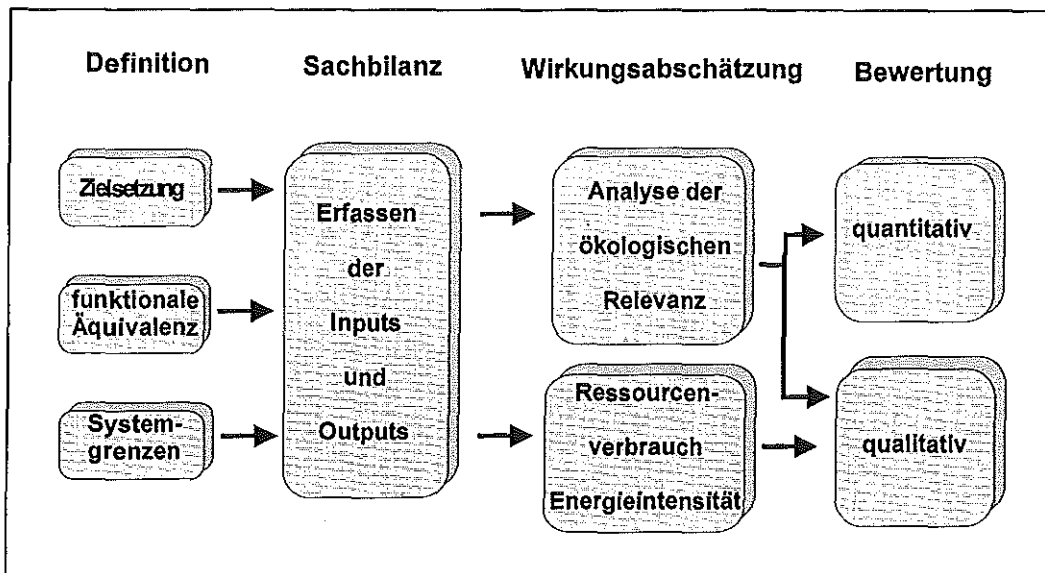


Abbildung 4: Stufen der Ökobilanz

In der **Definitionsphase** müssen im Interesse einer späteren Nachvollziehbarkeit und Akzeptanz die Untersuchungsgegenstände, also die zu behandelnden Techniken, präzise beschrieben werden. Das beinhaltet die Festlegung der zu betrachtenden Systemgrenzen sowie die Sicherstellung der funktionalen Äquivalenz und damit die Gleichartigkeit der Bezugsgrößen.

In der **zweiten Phase, der Sachbilanz** gilt es, entsprechend den vorhergehenden Festlegung, alle Stoff- und Energieströme für die auf dem Prüfstand stehende Technik über den gesamten Lebensweg zu erfassen, sowohl input- wie auch outputseitig, vgl. Abbildung 5.

Zu diesem Zweck wird der Produktionsprozeß der betrachteten Technik in seine einzelnen technisch relevanten Schritte zerlegt, damit dann für jeden der Produktionsschritte die benötigten Energieträger- und Materialmengen ermittelt werden können. Für einzelne Vor- oder Halbfertigprodukte existieren eigene Produktionsprozesse, die gegebenenfalls aufzuschlüsseln sind.

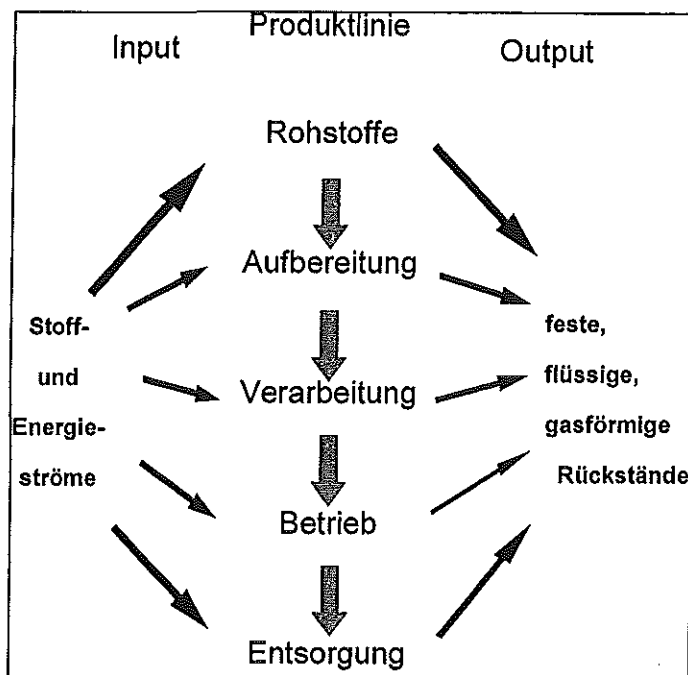


Abbildung 5: Sachbilanz

In der **dritten Arbeitsstufe**, der **Wirkungsabschätzung**, geht es darum, die dargestellten Stoff- und Energieströme im Hinblick auf ihre ökologische Relevanz zu analysieren. Dazu sind den Emissionen wie auch Depositionen die Wirkungen zuzuschreiben, die sie in der Umwelt verursachen bzw. verursachen können. Als Stichworte seien genannt: globale Klimabeeinflussung (Treibhauseffekt, Ozonabbau), lokale Luftbeeinträchtigungen (Tokyo-Smog, Ruhrgebiets-Smog), saure Niederschläge, Gewässerbelastung (durch Phosphor- und Stickstoffverbindungen), Gewässerversalzen (durch Neutralisation von Säuren und Laugen) oder auch Flächenbedarf in allen Stufen (Tagebau, Deponieraum).

Die **Bewertung** stellt die **letzte Stufe** der Ökobilanz dar. Diese Stufe ist unumgänglich, da eine entscheidungs- und handlungsorientierte Umsetzung der zusammengetragenen Informationen ohne Beurteilung wenig Sinn hätte.

Ziel dieses Arbeitsschrittes ist es, mit einer systematischen ökologischen Bewertung der In- und Outputströme einerseits auf mögliche ökologische Belastungspotentiale hinzuweisen, andererseits aber auch ökologische Vorteile auszuweisen, wenn sie denn gegeben sind.

Die Gegenüberstellung verschiedener Techniken, macht gegebenenfalls einen direkten Vergleich, eine direkte Beurteilung und Entscheidung möglich.

Technisch-ökonomischer Teil

Einsatzgebiet

Grundsätzlich ist vorstellbar und sicher auch beabsichtigt, auf der Brennstoffzellentechnik aufbauende Energieerzeugungsanlagen in all den Bereichen einzusetzen, in denen auch schon heute Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen genutzt werden. Das heißt, daß der Einsatzbereich der Brennstoffzelle sowohl in Einzelhaushalten, in Wohnblocks, in Büro- und Verwaltungsgebäuden, in kleingewerblichen Betrieben, in der Industrie als auch im kommunalen oder überregionalen Energieversorgungsbereich liegen kann.

Ihr technische Entwicklungsstand und ihre erkennbaren Besonderheiten relativieren derzeit allerdings die Einsatzmöglichkeiten, so daß man im Augenblick gezielt nach einzelnen besonders geeigneten Anwendungsfällen suchen muß. Aufgrund der Komplexität der Anlage scheint ein Einsatz derzeit nur in den Betrieben/Bereichen zweckmäßig zu sein, in denen Erfahrungen mit ähnlich komplexen Systemen bestehen, in denen also Kenntnisse im Umgang mit der Gasaufbereitung sowie im Umgang mit strom- und wärmeerzeugenden Anlagen vorhanden ist. Man kann dann davon ausgehen, daß es wegen der Kenntnisse und Fähigkeiten des Bedienungspersonals bei leicht zu behebenden Störungen nicht zu Totalausfällen und einem Negativimage der Brennstoffzelle kommt.

Da in der Industrie solche Voraussetzungen anzutreffen sind und in ihr außerdem ein sehr breit gefächertes Anforderungsprofil besteht, wird in einem ersten Schritt anhand der Darstellung der industriellen Strukturen die Eignung der Brennstoffzellentechnik für den Einsatz im Industriesektor untersucht.

Energiestruktur und Wandel in der Industrie

Die grafische Darstellung des industriellen Endenergieverbrauchs zeigt, Abbildung 6, daß sich der in den 70er Jahren deutlich erkennbare Verbrauchsrückgang merklich verlangsamt hat, aber immer noch anhält. Am auffälligsten ist der Einbruch des Mineralölabsatzes, der zu einem ganz erheblichen Teil auf einen verbraucherseitigen Wechsel zu anderen Energieträgern, insbesondere zu Gas und Strom, zurückzuführen ist. Dieser Wechsel wurde ohne Zweifel durch die beiden Ölpreiskrisen eingeleitet, die dazu führten, daß in der Industrie der Energieträger Öl mit einem gewissen Verfügbarkeitsrisikofaktor belegt wurde, so daß die Bereitschaft, auf verlässlicher und sicherere Energieträger stieg, selbst wenn diese Energieträger etwas teurer waren. Außerdem führte die sich verschärfende Umweltgesetzgebung dazu, daß der Einsatz von Mineralölprodukten, etwa das Verbrennen von sehr kostengünstigem Schweröl, eingeschränkt wurde, so daß die Industrie vielfach auf

andere Endenergieträger z.B. Gas oder auf neue Prozesse und Produkte überwechselte. Begünstigt wurde dieser Wandel auch durch den nationalen wie internationalen Wettbewerbs-

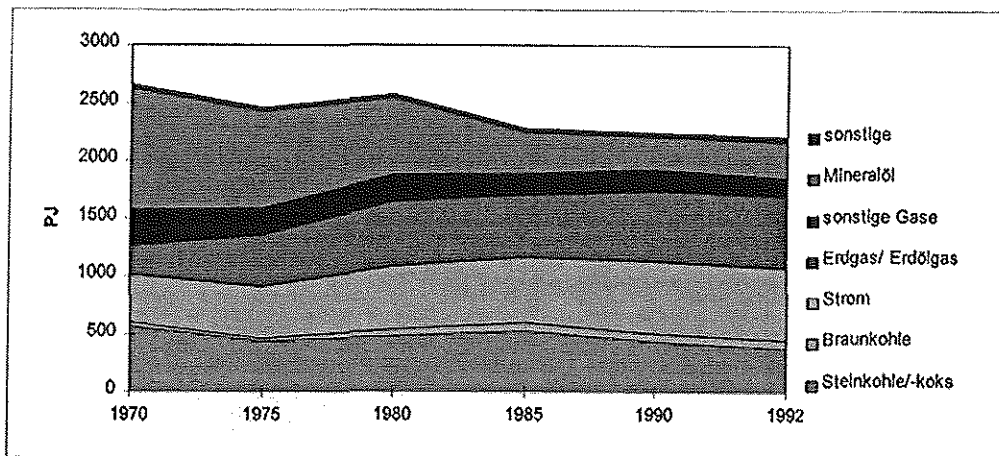


Abbildung 6: Industrieller Endenergieträgermix,

druck, der zu permanenten Innovationen in allen Bereichen zwang und immer noch zwingt. Dieser permanent ablaufende Erneuerungprozeß hat natürlich zur Folge, daß verbesserte Techniken eingesetzt werden, die sich dadurch auszeichnen, daß sie bei gleicher oder gar höherer Produktion weniger Energie verbrauchen.

Solche Entwicklungen werden von den betrieblichen Erfordernissen begünstigt, nach denen die Gesamtkosten möglichst niedrig zu halten sind, die ganz wesentlich von den Aufwendungen für Energie und Betriebspersonal bestimmt werden. Beide Positionen können mit neuen effizienteren Techniken und mehr Automatisierung maßgeblich beeinflußt werden.

Der höhere Automatisierungsgrad bleibt im allgemeinen nicht ohne Folgen für die Belegschaftsstärke, die abgebaut werden kann, so daß Personalkosten eingespart werden. Konsequenzen ergeben sich auch für den Energiebedarf der Prozeßabläufe, bei denen zur Regelung und Steuerung möglicherweise mehr Elektrizität eingesetzt werden muß, die aber wegen der effizienteren Betriebsweise insgesamt weniger Energie benötigen. Auch hier bedeutet die Automatisierung eine Kosteneinsparung.

Die verstärkte Nachfrage nach den wirkungsvoller zu nutzenden und schadstoffärmeren Energieträgern Gas und Elektroenergie hat dazu geführt, daß sie mit Verbrauchsanteilen von inzwischen 40 bzw. 33 % zu den Marktführern aufgestiegen sind.

Unabhängig von der Entwicklung des industriellen Endenergieträgerverbrauch ist die Bereitstellung von Prozeßwärme in Form von heißem Wasser, Dampf auf den unterschiedlichsten

Druck- wie Temperaturstufen oder heißen Abgasen für eine Driekterhitzung etc. nach wie vor die wichtigste betriebliche Versorgungsaufgabe, für die fast 70 % der industrielle genutzten Endenergieträger eingesetzt werden, vgl. Abbildung 7.

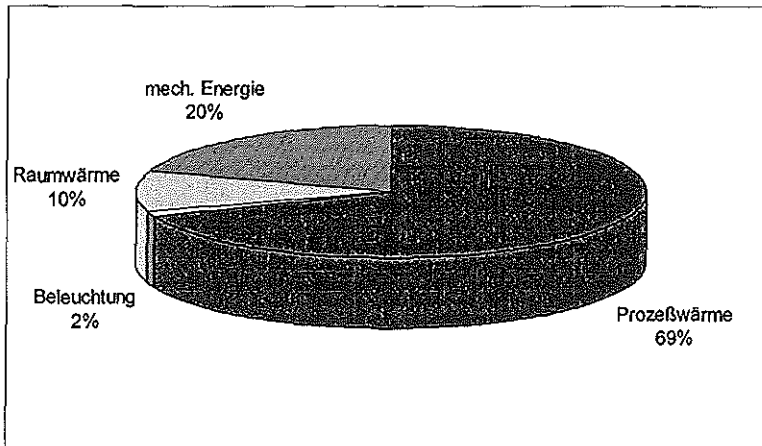


Abbildung 7: Industrieller Energieträgerverwendungszweck, 1992 /8/

Wegen seiner vielfältigen und unkomplizierten Nutzungsmöglichkeiten ist Gas inzwischen der bedeutendste Energieträger für diesen Energieträgereinsatzzweck geworden. Umgekehrt ist die Prozeßwärmeerzeugung auch zur wichtigsten Anwendung für Gas geworden, auf die rd. 38 % des gesamten Gaseinsatzes entfallen. (Für die Raumwärmeerzeugung in den Haushalten werden etwa 33 % des Gases verwendet.)

Die Nutzung von Strom zur Erzeugung von Prozeßwärme hat keine große Bedeutung und bleibt mit anderen Energieträgern nicht zu bedienenden Spezialanwendungen vorbehalten, wie etwa der Chloralkalielektrolyse, Kunststoffverarbeitungsprozessen, der Infrarotstrahlungstrocknung sowie Prozessen der Stahlindustrie, der Aluminiumindustrie, der Keramikindustrie (Steine und Erden) sowie der chemischen Industrie.

Der in Abbildung 8 skizzierte Energieträgereinsatz für die Erzeugung bestimmter Prozeßwärmetemperaturniveaus ist von zwei ausgeprägten Bedarfsschwerpunkten gekennzeichnet. Zum einen handelt es sich dabei um den Einsatz für die Erzeugung von Niedertemperaturwärme, die bis etwa 300°C reicht, und zum anderen um den Energieträgereinsatz zur Erzeugung von Hochtemperaturwärme, zu der der Bereich ab 900°C gezählt wird /9, 10, 11/.

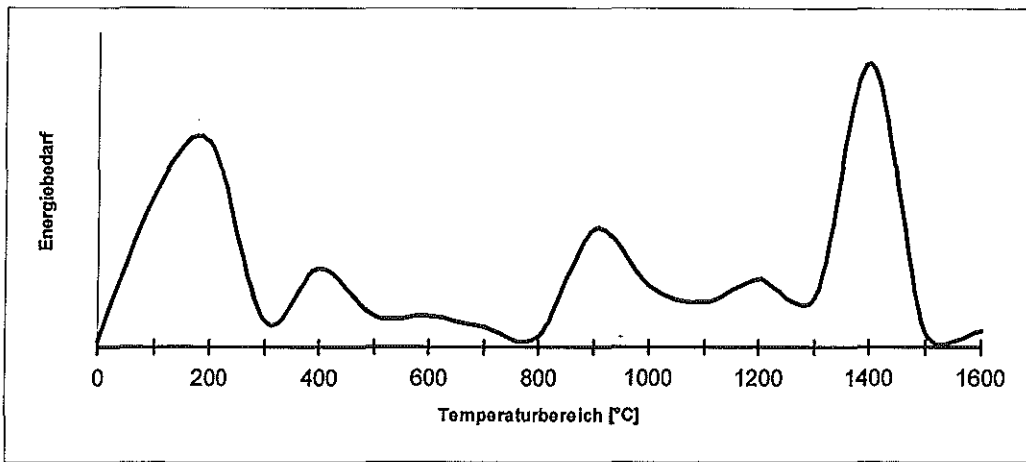


Abbildung 8: Temperaturbedingte Prozeßwärmeschwerpunkte

Zu typischen Anwendungen für den Niedertemperaturwärmebedarf nach obiger Definition sind z.B. petrochemische Destillations- und Raffinationsprozesse, Prozesse der organischen Chemie, Koch- und Verdampfungsprozesse wie auch Destillationsprozesse im Nahrungs- und Genußmittelgewerbe, Koch- und Trocknungsprozesse in der Papierindustrie, Färb-, Wasch- und Trocknungsprozesse im Textilgewerbe, Reinigungs-, Lackier- und Trocknungsprozesse im Investitionsgütergewerbe anzusehen.

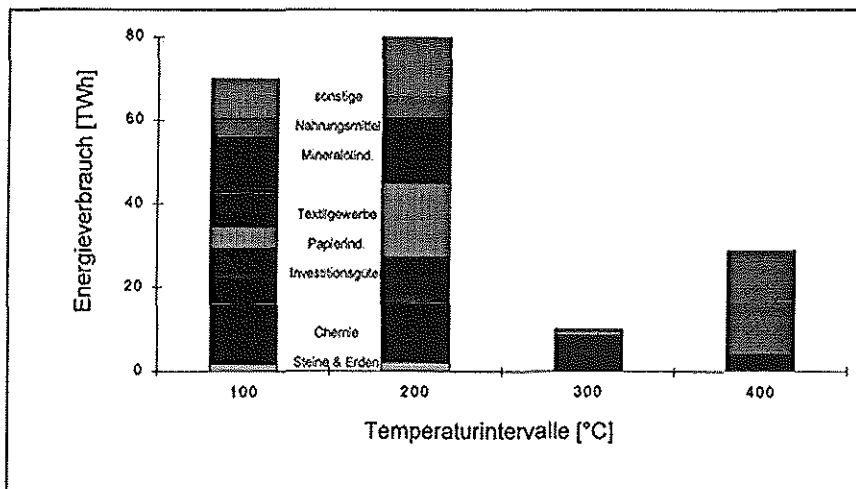


Abbildung 9: Branchen mit Niedertemperaturprozeßwärmebedarf

Hochtemperaturwärme ist für eine Reihe von Prozessen in der Chemie, im Investitionsgütergewerbe, aber vor allem für Prozeßabläufe der Steine und Erdenindustrie, der Nicht-Eisenmetallindustrie, der Eisenschaffenden Industrie sowie der Glas- und Keramikindustrie erforderlich. Sie wird in der Regel direkt durch Umwandlung hochwertiger Endenergieträger

erzeugt, während die niedertemperaturige Prozeßwärme im Hinblick auf ihre energetische Qualität auch mit Niederdruckdampf (= geringwertiger Wärme) zu decken ist, der aus einem Stromerzeugungsprozeß ausgekoppelt oder alternativ auch durch Verbrennen niederkaloriger Produktgase erzeugt werden kann.

Wie in Abbildung 7 dargestellt, ist die Erzeugung mechanischer Energie der zweitwichtigste industrielle Energieträgerverwendungszweck, für den 1992 rd. 440 PJ (15 Mio. t SKE) eingesetzt wurden. Zu 97 % wurde dieser Bedarf mit Elektrizität gedeckt. Bei einem industriellen Stromverbrauch von rd. 615 PJ (21 Mio. t SKE) bedeutet das, daß 70 % des Industriestromverbrauchs auf diese Anwendung entfielen /8/.

Weitere Verwendungszwecke sind Raumwärme und Beleuchtung, die derzeit jedoch nur eine nachrangige Bedeutung haben, aber zukünftig aufgrund der gesellschaftlichen Veränderungen in Richtung auf mehr Dienstleistung größeres Gewicht erlangen könnten.

Kraft-Wärme-Kopplung und industrielle Stromerzeugung

Durch Produktwechsel, Produktsubstitution, Effizienzsteigerungen sowie Rationalisierungs- und Prozeßoptimierungsmaßnahmen bedingte strukturelle Veränderungen haben in den vergangenen zwanzig Jahren in der Industrie dazu geführt, daß der spezifische Energieverbrauch pro Bruttowertschöpfung (BWS) von 1790 kWh/1000 DM BWS (220 kg SKE/1000 DM BWS) auf 980 kWh/1000 DM BWS (120 kg SKE/1000 DM BWS) gesunken ist. Die zuvor genannten Rationalisierungs- und Prozeßoptimierungsmaßnahmen zielten insbesondere darauf ab, den Wärmebedarf zu reduzieren. Im Detail ist er zwischen 1975 und 1993 um rd. 30 % auf knapp 440 GWh (54 Mio. t SKE) zurückgegangen. Der Elektrizitätsbedarf ist dagegen, ebenfalls bedingt durch strukturelle Wandlungen und das Wachstum von stromorientierteren Wirtschaftszweigen, im gleichen Zeitraum um 50 % auf inzwischen 170 GWh (21 Mio. t SKE) angestiegen /8, 12/. In Abbildung 10 ist der zeitliche Verlauf dieser Entwicklung grafisch dargestellt, wobei die 1980er-Werte jeweils auf 1 normiert wurden.

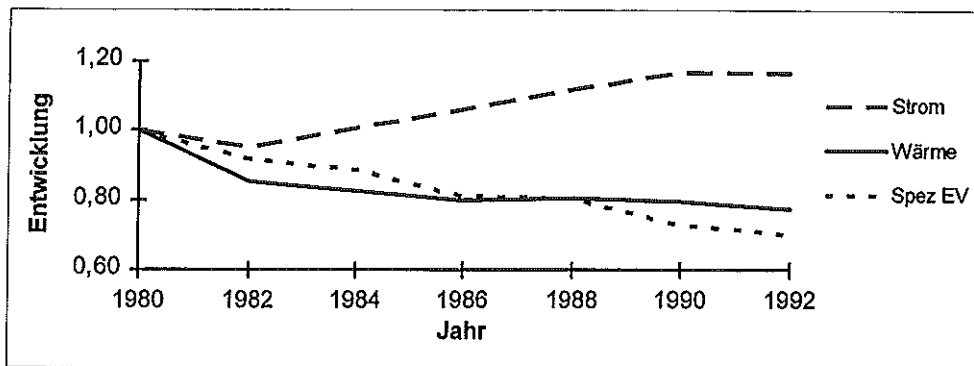


Abbildung 10: Entwicklung des spez. Energieverbrauchs, des Wärme- und Strombedarfs

Die gleichzeitige Erzeugung von Wärme und Kraft ermöglicht eine sehr effiziente und kostenoptimale Nutzung der eingesetzten Energie, so daß es nicht überrascht, daß diese Form der Energieausnutzung in der Industrie eine lange Tradition hat und zu einem festen Bestandteil der industriellen Energiewirtschaft und der industriellen Energiekreisläufe geworden ist.

Die Vergangenheit hat aber gezeigt, daß bei der Planung und dem Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen Zielkonflikte auftreten, die auf technische Eigenarten der klassischen Kraft-Wärme-Kopplung zurückzuführen sind:

So läßt sich der anerkanntermaßen hohe Brennstoffnutzungsgrad dieser Anlagen nur für den Fall realisieren, daß die beiden in einem bestimmten Verhältnis zu einander stehenden Kraft-Wärme-Kopplungs-Produkte Wärme und Strom zum Zeitpunkt der Erzeugung auch tatsächlich genutzt werden können.

Da Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen technisch aufwendiger und deshalb mit höheren Investitionskosten verbunden sind, als reine Wärme- oder Stromerzeugungsanlagen, ist aufgrund ökonomischer Erwägungen eine hohe Jahresnutzungsdauer erforderlich, um einen niedrigen d.h. wirtschaftlichen Arbeitspreis zu realisieren.

Das Dampfturbinen-Heizkraftwerk ist als die klassische KWK-Anlage anzusehen und kann u.a. als Gegendruck- oder als Entnahme-Kondensationsdampfanlage ausgelegt werden. Das charakteristische Merkmal der Gegendruckdampfanlagen ist die während des Betriebes nicht veränderbare Stromkennzahl, die von Frischdampfzustand, Gegendruck und Nutztemperaturniveau abhängt. Sie bleibt auch im Teillastbetrieb unverändert, so daß mit diesen Techniken einem betriebsbedingten Wechsel des Verhältnisses von Wärme- zu Strombedarf nicht entsprochen werden kann. Die Stromkennzahl (elektrische Leistung / Wärmeleistung)

derartiger Anlagen liegt, typischerweise in einem Bereich von 0,3 - 0,6, so daß sich ein Brennstoffnutzungsgrad von 0,8 - 0,9 und Stromausbeuten (elektrische Leistung / Brennstoffenergie) von 0,15 - 0,33 erzielen lassen. Die Leistungsgröße reicht von 10 bis 300 MW, so daß die bislang industriell gestellten Anforderungen gut erfüllt werden konnten. Das im Vergleich zu anderen Varianten sehr einfache, kosten- und wartungsgünstige Anlagenkonzept gilt als wichtigster Grund dafür, daß dieser Anlagentyp einen Anteil von rd. 50 % an der 1993 insgesamt in der Industrie (ohne Bergbaubetriebe und Raffinerien) installierten Kraft- und Wärmeerzeugungsleistung hat, vgl. Tabelle 2. Bezüglich der zur Kraft-Wärme-Kopplung zu nutzenden Anlagen liegt der Anteil sogar bei 62 %.

	Dampfturbinen			Dampfkolbenmaschinen		Wasserturb.	Gas-		Dieselmotor
	Gegendruck	Entn.Konden.	Kondensa.	Gegendruck	Kondensation		turbinen	maschinen	
1985	51%	24%	18%	0%	0%	2%	4%	0%	1%
1986	51%	24%	18%	0%	0%	2%	4%	0%	1%
1987	51%	23%	19%	0%	0%	2%	4%	0%	1%
1988	51%	22%	18%	0%	0%	2%	4%	0%	1%
1989	51%	21%	20%	0%	0%	2%	5%	0%	1%
1990	52%	19%	20%	0%	0%	2%	5%	0%	1%
1991	52%	18%	20%	0%	0%	2%	6%	0%	1%
1992	53%	19%	17%	0%	0%	3%	7%	0%	1%
1993	52%	19%	18%	0%	0%	2%	7%	0%	1%
1994	51%	18%	17%	0%	0%	2%	8%	1%	1%

Tabelle 2: Prozentuale Aufteilung der industriellen Stromerzeugungsanlagen /13/

In Bezug auf eine bedarfsorientierte Betriebsweise erweist sich die Entnahmekondensationsanlage variabler als die Gegendruckdampfpanlage, da mit ihr einem Bedarfswechsel über einen größeren Lastbereich entsprochen und eine höhere Stromkennzahl mit einem Wert zwischen 0,8 und 2,5 eingestellt werden kann. Es gilt aber zu berücksichtigen, daß sich bei steigender Stromerzeugung der Brennstoffnutzungsgrad der Anlage in Richtung von Kondensationsanlagen verschiebt, also ein wesentlicher Vorteil der gekoppelten Wärme- und Stromerzeugung aufgegeben wird. Die Leistungsgrößen entsprechen denen der Gegendruckanlagen. Daß dieser Anlagentyp einen geringeren Verbreitungsgrad hat als der vorgenannte, 23 % an der industriellen KWK-Kapazität, liegt wohl an der aufwendigeren und somit teureren Technik.

Dem seit einigen Jahren erkennbaren Bedarf nach KWK-Techniken mit höheren Stromkennzahlen entspricht die Entwicklung der Gasturbinentechnik. Durch Kombination der Gasturbine mit geeigneten nachgeschalteten Anlagen, z.B. Abhitzekessel, ermöglicht das hohe Abgastemperaturniveau bei geringem Wärmebedarf die Steigerung der Stromausbeute. Wegen des mäßigen elektrischen Wirkungsgrades der Gasturbine kann allerdings der für die Kraft-Wärme-Kopplung charakteristische hohe Brennstoffnutzungsgrad bei solchen Anlagenkombinationen leiden. Aufgrund der gegenüber anderen Dampfkraftanlagen

niedrigeren spezifischen Anlagenkosten hat sich der Anteil der in Gasturbinenanlagen installierten Leistung innerhalb der letzten 10 Jahre merklich erhöht und liegt inzwischen bei knapp 10 % der insgesamt in der Industrie installierten Kraftwerksnennleistung /14/.

Stromkennzahlen mit Werten von bis zu 1 sind mit motorbetriebenen Heizkraftanlagen selbst im kleinen Anlagenbereich zu erzielen. Die Einsatzmöglichkeiten zur Prozeßwärmebereitstellung sind allerdings stark eingeschränkt, da die auskoppelbare Wärme zu einem überwiegenden Teil aus der 70 °C bis 90 °C heiße Kühlwasserwärme der Motoren gewonnen wird. In der Praxis eignen sich diese Konzeptionen deshalb schwerpunktmäßig für Heizzwecke, Warmwasserbereitung und industrielle Prozesse mit Temperaturanforderungen bis etwa 100 °C. So erklärt es sich, daß von den derzeit bundesweit in Betrieb befindlichen 1500 Motorheizkraftwerken, nur ein Drittel von Industriebetrieben, die anderen zwei Drittel aber von überregionalen und kommunalen Versorgungsunternehmen betrieben werden. Die verbreitetste Anlagengrößenklasse ist mit rd. 400 Anlagen die Klasse von 200 - 500 kW, wobei die Gesamtheit dieser Anlagen nur einen geringen Versorgungsbeitrag liefern kann.

Die Auswertung der VIK-Statistik sowie verschiedener Publikationen /21, 22/ weist für die jüngste Vergangenheit weder einen Ausbau der Eigenstromerzeugungsleistung insgesamt noch einen Ausbau der KWK-Leistung aus, vgl. Abbildung 11. Im Gegenteil, die installierte Leistung ist um rd. 7 %, wobei allerdings die Stromerzeugung aus für die KWK-Nutzung geeigneten Anlagen durch eine höhere Jahresbenutzungsdauer auf einem konstanten Niveau gehalten wurde.

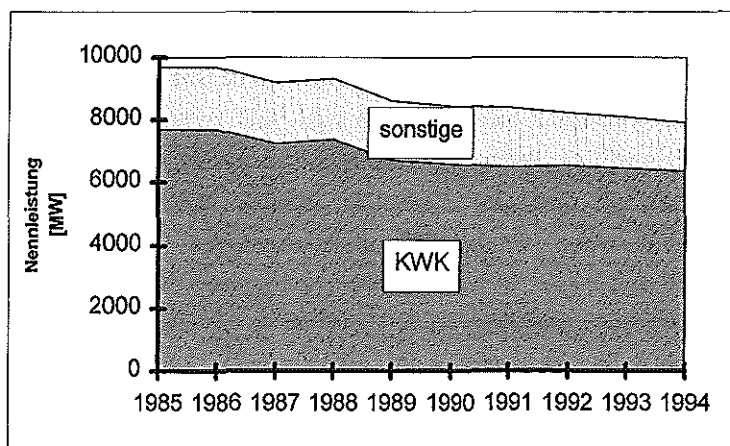


Abbildung 11: Installierte Leistung der industriellen Eigenstromanlagen > 1 MW

Analyse einzelner Wirtschaftszweige

In der Grundstoff- und Produktionsgüterindustrie hat die Eigenstromerzeugung einen sehr hohen Stellenwert. Die Gründe dafür sind zum einen in dem ausgeprägten Strombedarf zu sehen, immerhin werden rd. 50 % des industriell genutzten Stromes in den zugehörigen Branchen Steine & Erden, Eisenschaffende Industrie, NE-Metallerzeugung, Gießerei, Industrie, Chemie etc. verbraucht, zum anderen in dem hohen Wärmebedarf, der dazu geführt hat, daß die Kraft-Wärme-Kopplung möglicherweise eine wichtige kostendämpfende Rolle erlangt hat, und schließlich auch darin, daß bei einer großen Anzahl von Verfahren geringwertige Prozeßgase wie etwa Hochofengas, Klärgas, Deponiegas etc. anfallen, die im allgemeinen zwecks Vermeidung von Transportkosten keiner anderen Verwendung als der örtlichen Strom- und Wärmeerzeugung zugeführt werden. Trotz der besonderen Bedeutung der Eigenstromerzeugung ging sie in den letzten Jahren leicht zurück, so daß der Deckungsbeitrag nur noch 27 % ausmacht, vgl. Tabelle 3 /13/. Entscheidend für das Absinken

	Grundstoff- & Produktionsgüter	Steine & Erden	Eisen-schaffende	Ne-Metall-Industrie	Chemische Industrie	Mineralöl-verarbeitung	Holz, Zellstoff Papier, Pappe
	Eigenerz./Verbr.	Eigenerz./Verbr.	Eigenerz./Verbr.	Eigenerz./Verbr.	Eigenerz./Verbr.	Eigenerz./Verbr.	Eigenerz./Verbr.
1987	30%	2%	34%	10%	41%	35%	46%
1988	30%	2%	34%	13%	39%	34%	45%
1989	29%	2%	35%	10%	37%	41%	45%
1990	28%	2%	35%	12%	35%	38%	43%
1991	27%	2%	34%	8%	35%	37%	42%
1992	27%	2%	36%	1%	35%	35%	42%
1993	27%	2%	35%	1%	35%	37%	42%
1994	26%	2%	33%	1%	34%	41%	42%

Tabelle 3: Strombilanz Eigenerzeugung/Verbrauch der Grundstoff- und Produktionsgüter-industrie

scheint der Rückgang der Stromerzeugung in der NE-Metallindustrie zu sein, der in zwei Schritten erfolgte. Im ersten, von 1990 auf 1991, betrug er knapp 44 %. Der zweite Schritt, von 1991 auf 1992, war gekoppelt mit dem Abbau von 75 % der installierten Nennleistung und führte zu einer um 85 % verminderten Stromerzeugung.

Mit 14 TWh wurde 1994 in der Gruppe chemischen Industrie die größte Strommenge erzeugt, so daß bei einer nur unbedeutenden Fremdadgabe der Deckungsbeitrag der Eigenerzeugung 34 % betrug. Wichtigste Energieträger für die Stromerzeugung sind Gase, vor allem Erdgas, gefolgt von Stein- und Braunkohle.

Ein prozentual gleichwertiger Deckungsbeitrag wird in der Eisenschaffenden Industrie erreicht, wo insbesondere Industriegase, Hochofen- und Kokereigas, wichtige Energieträger für die Strom- und Wärmeerzeugung sind, da sich wegen des relativ niedrigen Energieinhaltes

dieser Prozeßgase die Kosten eines weiten Transportweges nicht lohnen und eine örtlich nahegelegene Verwertung erforderlich wird.

Der höchste Eigenstromerzeugungsanteil wird mit 42 % für die Branchengruppe Holz-, Zellstoff-, Papier- und Pappeindustrie ausgewiesen, in der traditionell auch der Kraft-Wärme-Kopplungsanteil an der installierten Nennleistung sehr hoch ist. Rd. 5 TWh wurden 1994 im wesentlichen in Dampfegendruck- und in Entnahmekondensationsanlagen erzeugt, überwiegend mit Erdgas und Kohle.

Das Investitionsgüter- wie auch das Verbrauchsgütergewerbe leisten mit einer Eigenstromerzeugung von 0,75 TWh (2 %) bzw. 1,1 TWh (5 %) nur einen untergeordneten Beitrag zur eigenen Strombedarfsdeckung, siehe Tabelle 4. Im Nahrungs- und Genußmittelgewerbe, dessen Strom- und Wärmeverbrauch von Einkoch- und Dampfprozessen bestimmt wird, ist das Verhältnis von Eigenstromerzeugung zu Fremdbezug deutlich höher. Es werden in betriebsinternen Anlagen 1,5 TWh Strom erzeugt, wodurch sich ein Deckungsbeitrag von 14% ergibt.

Die weitere Entwicklung des industriellen Energie- und insbesondere des industriellen Stromverbrauchs ist in hohem Maß an die Industrieproduktion gebunden, wobei mit Produktion nicht allein die Produktionsmenge gemeint ist, sondern u.a. auch die Veränderung des stark vom intrasektoralen Strukturwandel beeinflussten Produktionsgruppenmixes, oder auch die Prozeßoptimierung im Hinblick auf ihre Energieintensität, die durch wirtschaftliche und ordnungspolitische Zwänge initiiert werden kann, wobei sich die ordnungspolitischen Vorgaben nicht immer direkt wettbewerbsfördernd auswirken. Immerhin wird erwartet, daß

	Investitionsgüter- gewerbe	Verbrauchsgüter- gewerbe	Nahrungs & Genußmittel
	Eigenerz/Verbr.	Eigenerz/Verbr.	Eigenerz/Verbr.
1987	3%	6%	14%
1988	2%	6%	13%
1989	2%	6%	14%
1990	2%	6%	13%
1991	2%	6%	13%
1993	2%	5%	15%
1994	2%	5%	14%

Tabelle 4: Strombilanz Eigenerzeugung/Verbrauch in Gewerbebranchen /10/

der industrielle Strombedarf weiter ansteigen wird, aber da insbesondere viele kleinere Betriebe zu dieser Steigerung beitragen werden, ist es zweifelhaft, ob dadurch Eigenstromerzeugungskapazitäten zugebaut werden, da sich solche Anlagen für Kleinbetriebe bislang noch nicht als wirtschaftlicher Vorteil erweisen. Einige bislang gültige Eckdaten der wirtschaftlichen Betreibens einer Eigenstromerzeugungsanlage werden später in dieser

Ausarbeitung angesprochen, zu ihnen zählen die Jahresbenutzungsstunden, die in einigen Branchen wie der Mineralölwirtschaft, der Eisenschaffenden Industrie oder in Teilen des Nahrungs- und Genußmittelgewerbes 7500 Jahresstunden erreichen und bei einer gekoppelten Wärme- und Stromerzeugung mindestens 5000 h erreichen sollten. Das ist eine Größenordnung, an die einschichtig arbeitende Betriebe im allgemeinen nicht heranreichen.

Von der Brennstoffzelle, insbesondere der Hochtemperaturbrennstoffzelle, wird erwartet, daß sie aufgrund modularer Kombinationsmöglichkeit noch variabler eingesetzt und den Erfordernissen noch besser angepaßt werden kann, als etwa die konventionellen Kraft-Wärme-Kopplungs-Systeme, die im allgemeinen auch schon aus mehreren kleineren Anlagen zu einer größeren Einheit zusammengebaut werden.

Mit dem hohen Stromkennzahlbereich bis nahe 1 dokumentiert die Brennstoffzellentechnik, daß sie eher als Stromerzeugungstechnik zu verstehen ist, denn als eine Wärmeerzeugungsanlage. Grundlage dafür ist die gute Stromausbeute, die ganz wesentlich von dem angestrebten elektrischen Wirkungsgrad (55-65 %) bestimmt wird /7/. Mit diesem Wert hebt sie sich deutlich von den anderen Techniken ab und könnte dem Trend entsprechen, nach dem für den industriellen Einsatz geeignete Anlagen zukünftig über höhere elektrische Wirkungsgrade und höhere Stromkennzahlen verfügen müssen, um so den sich verändernden Anforderungen und Gegebenheiten zu entsprechen. Die aus der Hochtemperaturbrennstoffzelle auskoppelbare Wärme mit einem Temperaturniveau von etwa 200°C könnte ausreichen, die von einer Reihe von industriellen Prozessen gestellten Temperaturanforderungen zu erfüllen, vgl. Grafik 5. Es handelt sich dabei insbesondere um Produktionsabläufe im Investitionsgüter- und Verbrauchsgütergewerbe, in denen das geforderte Temperaturniveau überwiegend im Bereich von 100 bis 300 °C liegt und Jahresbenutzungsstunden von weniger als 5000 h die Regel sind, weshalb Kraft-Wärme-Kopplungstechniken in diesen Branchen bislang auch nur eine untergeordnete Bedeutung spielen. Derzeit sind in diesen beiden Branchen etwa 660 MW Leistung installiert, überwiegend in Anlagen der Größenklasse 1 - 10 MW und überwiegend in Anlagen, die mit Erdgas betrieben werden, also dem Brennstoff, der inzwischen auch in einer Brennstoffzellenanlage eingesetzt werden kann, so daß sich bei entsprechenden Randbedingungen im Falle von Kapazitätszubau auch ein Einsatzgebiet für Brennstoffzellen eröffnen könnte.

Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Wie bereits am Anfang der Ausarbeitung angesprochen, kann jede einzelne Kostenposition für ein Unternehmen über die Wettbewerbsfähigkeit seiner Produkte von entscheidender Bedeutung sein, so daß vor der Investitionsentscheidung eine Einschätzung der Wirtschaft-

lichkeit der technischen Anlagen steht. Gegenstand der nachfolgenden Passagen dieser Ausarbeitung ist deshalb die Gegenüberstellung und Beurteilung von drei technisch möglichen Lösungen der Versorgung eines Industriebetriebes mit Wärme und Strom. Als relatives Beurteilungskriterium werden bei dieser Betrachtung die Jahreskosten der betrieblichen Energieversorgung angesehen, die bei eventueller Eigenstromerzeugung unter Berücksichtigung von Strombezugsvermeidungskosten zu ermitteln sind. Sie werden nachfolgend aus den Kostendaten für die Errichtung und den Betrieb der Anlagen bei einer kalkulatorischen Mindestverzinsung des Investitionskapitals berechnet.

Bei der hier angewendeten Wirtschaftlichkeitsberechnung werden die Versorgungsvarianten in Anlehnung an die VDI-Norm 2067 einem statischen Vergleich unterworfen, bei dem entsprechend den Auslegungs- und Vorgabedaten die Kapital- und Instandhaltungskosten, Brennstoffkosten, Betriebskosten, eventuelle Stromgutschriften etc. berücksichtigt werden. Mittels der Annuitätenmethode werden die jährlichen Kosten sowie die Wärmegestehungskosten berechnet, die insgesamt eine wichtige Beurteilungsgrundlage abgeben.

Entsprechend der Bedeutung der Wärmeversorgung für einen Industriebetrieb besteht die der Gegenüberstellung zugrunde liegende Aufgabe darin, den betriebsinternen Niedertemperaturwärmebedarf von 3,5 Mio. kWh_{th} zu decken. Der Jahresstrombedarf des Modellbetriebes wird in einem ersten Ansatz auf 3 Mio. kWh_{el} festgesetzt und in einer ergänzenden Berechnung auf 2 Mio. kWh reduziert, so daß auch eine Stromeinspeisung in das öffentliche Netz und die daraus resultierende Vergütung berücksichtigt werden kann.

Bei den miteinander zu vergleichenden Versorgungsvarianten werden drei sich z.T. deutlich unterscheidende Techniken eingesetzt. Zum einen handelt es sich um eine konventionelle Gasheizzentrale, die aus einem Gaskessel besteht, mit der nur Wärme aber kein Strom erzeugt werden kann. Die zweite Versorgungsvariante baut auf einer seit einigen Jahren eingeführten Motorheizkraftwerktechnik auf, mit der Wärme und Elektrizität in Koppelproduktion bereit gestellt werden können. Beim dritten Versorgungssystem wird die noch in der Entwicklungsphase stehende Hochtemperaturbrennstoffzellentechnik eingesetzt, mit der wie beim gasmotorisch betriebenen Heizkraftwerk ebenfalls Wärme und Strom gleichzeitig erzeugt werden.

Die den Berechnungen zugrunde liegenden, wichtigsten Anlagedaten und Kennzahlen sind in Abbildung 12 zusammengestellt.

Annahmen		
Jahreswärmebedarf	3,5	Mio kWh _{th}
Jahresstrombedarf	3,0	Mio kWh _{el}
Gasbezugspreis	0,037	DM/kWh _{Ho}
Strombezugspreis	0,1919	DM/kWh _{el}
Stromvergütung	0,09	DM/kWh _{el}

Anlagedaten					
		Heizzentrale	Gasmotor	SOFC	
BHKW	elektrische Gesamtleistung		264	600	kW _{el}
	elektrischer Wirkungsgrad		33	43	%
	thermische Gesamtleistung		420	327	kW _{th}
	Brennstoffnutzungsgrad		90	67	%
	Benutzungsstunden		5.000	5.000	h/anno
Kessel	Leistung	1.680	1.400	1.400	kW _{th}
	Benutzungsstunden	2.083	1.000	1.330	h/anno
spez. Investitionskosten	BHKW		1.600	4.000	DM/kW _{el}
	Kessel	110	110	110	DM/kW _{th}

Abbildung 12: Annahmen und Anlagedaten

Bei dem Basis- bzw. Referenzsystem, wird der Wärmebedarf mit einem 1700 kW Gasheizkessel gedeckt und die erforderliche elektrische Arbeit, 3 Mio. kWh, aus dem öffentlichen Netz bezogen.

Für die Konzipierung der ersten Systemvariante wird die Heizkesselanlage entsprechend den heutigen Forderungen nach effizienter Energieumwandlung durch ein gasmotorisch betriebenes Blockheizkraftwerk ersetzt, das zwecks Abdeckung des Spitzenlastwärmebedarfs von einem Spitzenlast-Gaskessel ergänzt wird. Beide Komponenten können als eingeführte Technik betrachtet werden /15, 16/. Das Gasmotor-BHKW besteht aus Gründen der Versorgungssicherheit, guter Regelbarkeit etc. aus drei Modulen, die jeweils eine thermische Leistung von 140 kW_{th} und eine elektrische Leistung von je 88 kW_{el} haben. Rd. 60 % des betrieblichen Wärmebedarfs werden mit dem Gasmotor-BHKW gedeckt, die restlichen 40 % mit dem Gasspitzenkessel. Bei einer Jahresbetriebszeit von 5000 h liefert das Gasmotor-BHKW mit 1,32 Mio. kWh_{el} etwa 45 % der erforderlichen Strommenge, der Rest wird durch Fremdbezug aus dem öffentlichen Netz gedeckt.

In der zweiten Variante wird die Referenzanlage durch ein Hochtemperaturbrennstoffzellensystem mit Spitzenlast-Gaskessel ersetzt. Da die Stärken der Festoxidkeramikzelle (SOFC) aufgrund des guten elektrischen Wirkungsgrades eindeutig bei der Stromerzeugung liegen, wurde die Anlage so dimensioniert, daß der gesamte betriebliche Strombedarf durch Eigenerzeugung mit der SOFC zu decken ist. Der Wärmebedarf kann mit der SOFC-Anlage

jedoch nur zu rd. 45 % gedeckt werden /15, 16, 17/. Den vakanten Deckungsbeitrag liefert ein konventioneller 1400 kW großer gasbefeuertter Spitzenkessel. Die elektrische Leistung des SOFC-Systems liegt bei 600 kW_{el} und teilt sich auf drei 200 kW_{el} Aggregate auf, deren thermische Leistung bei jeweils 109 kW_{th} liegt. Diese Konzeption war bereits Gegenstand verschiedener KFA-Studien, deren Ergebnisse für diesen Vergleich herangezogen wurden. Die durchschnittliche Jahresbetriebsstundenzahl der SOFC-Aggregate liegt bei 5000 h, die des Kessels bei 1300 h.

Für die Kostenrechnung wurde ein, wie von EUROSTAT und der VIK für Januar 1995 ausgewiesen, überregionaler Strombezugspreis von 19,19 Pf/kWh_{el} angenommen /18, 19/. Er wurde aus Hoch- sowie Niedertarif gemittelt und berücksichtigt außerdem den Leistungsanteil. Der Preis gilt für die Jahresabnahmemenge von 2 Mio. kWh bei einer maximalen Leistungsanspruchnahme von 0,5 MW. Bezüglich der Reservelieferverträge und Ausfallversicherungen wurden keine Kosten in Ansatz gebracht, da vereinfachend davon ausgegangen wurde, daß bei Stromerzeugungsausfall Last abgeworfen werden kann.

Der Gaspreis in Höhe von 3,73 Pf/kWh_{H₂} wurde ebenfalls nach Eurostat und VIK, Stand Januar 1995, angenommen und ist als Mischpreis aus Leistungs- und Arbeitspreis zu verstehen /18, 19/. Obwohl die abgenommene Gasmenge bei den betrachteten Varianten unterschiedlich war, wurden keine Preisveränderungen vorgenommen, da die Abnahmemengen innerhalb der für den Preis angegebenen Bandbreite lagen.

In Anbetracht der Überlegungen, nicht nur die Möglichkeiten eines zukünftigen Einsatzes der Hochtemperaturbrennstoffzelle zu eruieren, sondern gegebenenfalls auch Wege zur Erlangung der Konkurrenzfähigkeit aufzuzeigen, wurden in einer Ergänzungsrechnung die anlegbaren spezifischen Investitionskosten ermittelt, ab denen die Wärmegestehungskosten des Brennstoffzellensystems mit denen des Gasmotorsystems gleichziehen. Bei unveränderten Energiebezugskosten ergeben sich für die Hochtemperaturbrennstoffzelle maximal zulässige spezifische Anlageninvestitionskosten in einer Größenordnung von 1700 DM/kW_{el}, vgl. Abbildung 13.

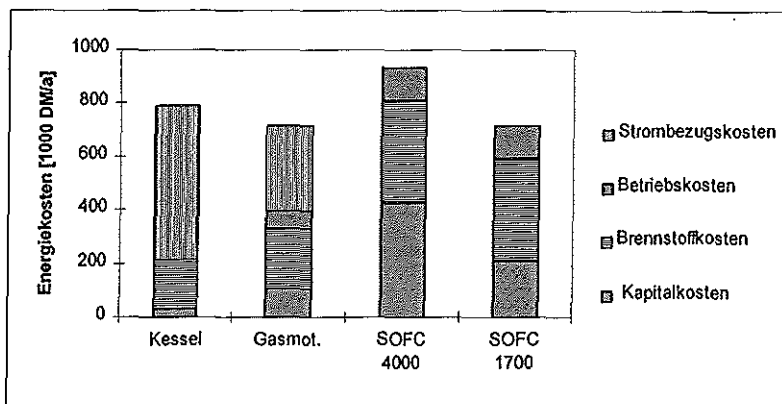


Abbildung 13: Zusammensetzung der Gesamtenergiekosten der Versorgungssysteme

Da bereits heute und auch zukünftig bei betrieblichen Investitionsentscheidungen nicht nur auf technische Funktionalität und Wirtschaftlichkeit großer Wert gelegt wird, sondern auch auf hohe "Umweltverträglichkeit" (geringste Umweltbelastung entlang der gesamten Prozeßkette Rohstoffgewinnung, Anlagenfertigung, Anlagenbetrieb, Anlagenaußerbetriebnahme und Demontage), stellt eine Kohlendioxidemissionsbilanzierung für jede der drei Versorgungsvarianten den Abschluß der Berechnungen dar.

Für die eingesetzte Erdgasmenge wird mit dem zugehörigen Kohlendioxidemissionsfaktor $0,1971 \text{ kgCO}_2/\text{kWh}_{\text{Hu}}$ die den Versorgungsvarianten anzurechnende Jahreskohlendioxidemission errechnet /20/. Der Fremdstrom wird dabei entsprechend dem Brennstoffmix

	Heizzentrale		Gasmotor + Sp.Kessel		SOFC + Spitzenkessel	
Erdgaseinsatz	4.375.000	kWh Hu	5.434.211	kWh Hu	9.302.221	kWh Hu
Kohlendioxidemission	862.313	kg CO ₂	1.071.083	kg CO ₂	1.833.468	kg CO ₂
CO ₂ -Menge Strombezug	1.680.000	kgCO ₂	940.800	kgCO ₂		
anzurechnende Gesamtemission	2.542.313	kgCO ₂	2.011.883	kgCO ₂	1.833.468	kgCO ₂

Tabelle 5: Kohlendioxidemissionen

des öffentlichen Kraftwerkparks mit einem Emissionsfaktor von $0,56 \text{ kgCO}_2/\text{kWh}_{\text{el}}$ berücksichtigt. In Tabelle 5 sind die Ergebnisse für die drei Varianten zusammengestellt und es zeigt sich, daß für die SOFC-Variante die geringste Emissionsmenge ausgewiesen wird. Gegenüber der kostenmäßig günstigeren Gasmotor-Technik, verringern sich die Kohlendioxidemissionen um knapp 10 %, gegenüber der Heizzentrale um knapp 40 %.

In einer letzten Analyse werden die zu den drei Versorgungssystemen gehörenden gesamtwirtschaftlichen Kosten mit den jeweiligen Kohlendioxidemissionen bzw. die jeweiligen systembedingten Kosten mit der entsprechenden Kohlendioxidemissions-

verringierung derart in Verbindung gebracht, daß man gewissermaßen technikspezifische Kohlendioxidvermeidungskosten ableiten kann, vgl. Tabelle 6.

Kosten der CO ₂ -Vermeidung durch den Einsatz eines SOFC-HKW anstelle einer Heizzentrale				
	Heizzentrale		SOFC + Spitzenkessel	
Jahreskosten	791412	DM/a	936335	DM/a
CO ₂ -Emission	2542313	kgCO ₂	1833468	kgCO ₂
CO ₂ -Vermeidung			708845	kgCO ₂
Kostendifferenz			144924	DM/a
Vermeldungskosten pro kg CO ₂			0,20	DM/kg CO ₂
Kosten der CO ₂ -Vermeidung durch den Einsatz eines SOFC-BHKW anstelle eines Gasmotor-HKW				
	Gasmotor + Sp.Kessel		SOFC + Spitzenkessel	
Jahreskosten	717571	DM/a	936335	DM/a
CO ₂ -Emission	2011883	kgCO ₂	1833468	kgCO ₂
CO ₂ -Vermeidung			178415	kgCO ₂
Kostendifferenz			218765	DM/a
Vermeldungskosten pro kg CO ₂			1,23	DM/kg CO ₂

Tabelle 6: Kosten der CO₂-Vermeidung durch Technik

Aus Abbildung 13 wird erkennbar, daß bei einer Berücksichtigung der für die Wärme- und Stromerzeugung bzw. den Strombezug aufzuwendenden jährlichen Kosten als auch bei der Berücksichtigung der anzurechnenden Kohlendioxidemissionsmengen das Gasmotorsystem gegenüber dem konventionellen Gasheizkessel deutliche Vorteile aufweist. Die finanziellen Aufwendungen bei einer Energieversorgung mit einem Gasmotor-BHKW, wobei ein Teil des Strombedarfs durch Fremdbezug gedeckt werden muß, sind um rd. 70.000 DM niedriger als beim Betreiben eines Gasheizkessels. Dieser Kosteneinsparung entspricht etwa 10 % der Jahreskosten der Energieerzeugungsanlage. Die Beurteilung des Austausches der Heizzentrale gegen ein SOFC-BHKW fällt etwas anders aus, da die Summe der Jahreskosten der SOFC-Variante die der Heizzentrale um 18 % übertreffen. Die Kohlendioxidemissionen sind dagegen um etwa 40 % geringer, so daß sich diese Reduktion kostenmäßig wie folgt darstellen läßt: Bei Ersatz des Referenzsystems "Heizzentrale" durch das "SOFC-System" kostet die Kohlendioxidemissionsvermeidung 0,20 DM/kgCO₂.

Bei der Analyse wird auch der Ersatz des Gasmotor-BHKW durch das SOFC-BHKW betrachtet. Die Kosten der SOFC-Variante sind um 30 % höher, die Kohlendioxidemissionen jedoch um 9 % geringer. Daraus errechnen sich Kohlendioxidvermeidungskosten in Höhe von 1,23 DM/kgCO₂ für das SOFC-BHKW anstelle des Gasmotorsystems.

In den beiden letzten Zahlenblöcken werden die Verknüpfungen entsprechend den Randbedingungen des Rechenbeispiels "Überschuß" vorgenommen, bei dem im Falle des

Einsatzes des SOFC-Systems 1 Mio. kWh Überschußstrom ins öffentliche Netz eingespeist wird. Unter "Überschuß Fall a" wird die Emissionsverminderung bei Ersatz der Heizzentrale durch das SOFC-System betrachtet. Durch die Verlagerung eines Teils der beim Betrieb der SOFC entstehenden Kohlendioxidemissionen auf die Abnehmer des Überschußstromes ergibt sich eine niedrigere, dem SOFC-BHKW anzurechnende Kohlendioxidemission und damit ein geringer technischer Kohlendioxidvermeidungskostenbetrag in Höhe von 0,08 DM/kgCO₂, wenn die Versorgung statt mit einer konventionellen Heizzentrale mit einem SOFC-BHKW erfolgt.

Als deutlich höher erweisen sich die spezifischen Vermeidungskosten jedoch wiederum für den Fall des Ersatzes des gasmotorisch betriebene BHKW durch das SOFC-BHKW. Da bei einem geringeren Strombedarf der Fremdstrombezug im Falle der Versorgung mit einem gasmotorischen BHKW geringer und die Kosten niedriger sind, berechnet sich der Mehraufwand der Kohlendioxidvermeidung durch den Einsatz der technischen Alternative zu 0,70 DM/kgCO₂.

Fazit

Ziel der vorliegenden Arbeit ist es, die Möglichkeiten und Aussichten des industriellen Einsatzes von auf der Hochtemperaturbrennstoffzellentechnik aufbauenden Systemen zu untersuchen.

Zu diesem Zweck wurde in einem ersten Teil der Arbeit die Struktur des industriellen Energieverbrauchs analysiert, um herauszufinden, was in der Industrie die wichtigsten Anwendungsbereiche für Energie sind, wo welche Energieformen nachgefragt werden und welche Anforderungen an eine moderne, zukünftige Versorgungstechnik gestellt werden, wenn sie erfolgreich mit anderen, eingeführten Techniken in Konkurrenz treten will.

Die Analyse der industriellen Verbrauchsentwicklung in den letzten Jahren hat gezeigt, daß sich die von den Betrieben/Verbrauchern gestellten Anforderungen merkbar verändert haben. Obwohl nach wie vor die Deckung des betrieblichen Prozeßwärmebedarfs oberste Priorität genießt, haben gerade in diesem Bereich ansetzende Innovationen in Form neuer Techniken, verbesserter Prozeßführung und schließlich verbesserte Nutzung der Wärmeströme zu einer Reduzierung des Energieträgereinsatzes geführt. Aufgrund struktureller Umorientierungen, in deren Verlauf klassische Produktionsprozesse und sogar einzelne Branchen an energie- und volkswirtschaftlicher Bedeutung einbüßen, zeichnet sich auch in Bezug auf den Energieverwendungszweck eine Verschiebung ab. Bislang dominierende Energieeinsatzzwecke verlieren, bislang untergeordnete Zwecke erlangen größeres Gewicht,

etwa das Beheizen von Montagehallen etc. Dieser Wandel hat auch eine fortschreitende Veränderung des Energieträgermixes zur Folge: Die universeller und komfortabler einsetzbaren Energieträger wie Strom und Gas werden vermehrt nachgefragt. "Universell und komfortabler einsetzbar" bedeutet, daß der Betreiber wartungsfreundlichere Anlagen einsetzen kann, wegen der Leitungsgebundenheit dieser Energieträger keine kapitalintensive Energieträgerbevorratung mehr betreiben muß, flexibler in der Anwendung und in Innovationsentscheidungen wird und schließlich weitere Kosten dadurch einsparen kann, daß er weniger Personal benötigt. Die fortschreitende Automatisierung und Prozeßleittechnik fördert den Strombedarf, so daß insbesondere seiner industriellen und gleichzeitig dezentralen Erzeugung besondere Bedeutung zukommt. Dies gilt auch deshalb, weil durch die Verwendung von Kraft-Wärme-Kopplungstechniken in vielen Fällen eine effizientere Energieträgernutzung, einen verringerten Emissionsausstoß und damit einen verbesserten Umweltschutz erwarten läßt.

Nach Überzeugung der Entwickler der Hochtemperaturbrennstoffzellentechnik könnte gerade diese Technik den zukünftigen Forderungen nach eben solch einer effizienten und emissionsarmen Strom- und Wärmeerzeugung für industrielle und andere Anwendungsfälle entsprechen.

Im zweiten Teil der Ausarbeitung wurde deshalb untersucht, wie sich das auf der Hochtemperaturbrennstoffzelle basierende System in einem Wirtschaftlichkeitsvergleich mit anderen potentiellen Konkurrenztechniken/-systemen verhält, behauptet.

Es zeigte sich, daß das Hochtemperaturbrennstoffzellensystem, das zur Abdeckung der ausgeprägten Wärmelastspitze mit einem konventionellen Gasspitzenkessel kombiniert wurde, unter den derzeit gültigen Wirtschaftlichkeitskriterien gegenüber konventionellen (Gasheizkessel) und modernen, eingeführten Systemen (Gasmotor-BHKW mit Gasspitzenkessel) nicht konkurrenzfähig ist. Als Ursache dafür sind einerseits die spezifischen Investitionskosten, die entsprechend dem Kenntnisstand zu einer noch im Entwicklungsstadium befindlichen Technik moderat mit 4000 DM/kW_{el} angenommen wurden und damit deutlich über den spezifischen Investitionskosten der beiden anderen System liegen, sowie andererseits der fehlende geldwertmäßige Bonus für den deutlich niedrigeren Emissionsausstoß bei gleicher bzw. höherer Nutzenergieerzeugung zu nennen. Solch ein Bonus könnte sich aber dann positiv auswirken, wenn er der Stromerzeugung in Form einer Art Sondergutschrift zugeschrieben würde.

Die kostenmäßige Diskrepanz zwischen den miteinander verglichenen Systemen verringert sich, wenn die in der Stromerzeugung den anderen Techniken insbesondere auch in kleinen Leistungseinheiten so überlegene Hochtemperaturbrennstoffzelle Überschußstrom an andere Verbraucher oder ins öffentliche Netz abgeben kann und dabei zusätzlich noch Strom mit

einem höheren Kohlendioxidemissionsfaktor verdrängt. Die derzeit geltenden Stromeinspeiseregulungen, d.h. die derzeitige Vergütung für nicht regenerativ erzeugten Strom, berücksichtigt dies aber nicht und ist außerdem völlig unzureichend, den Kostennachteil des Brennstoffzellensystems auszugleichen oder gar in einen Kostenvorteil umzuwandeln.

Auch die virtuelle Entscheidungsgröße "technische Kohlendioxidvermeidungskosten" durch Einsatz einer emissionsärmeren und teureren Technik vermochte dem Brennstoffzellensystem keinen wirtschaftlichen Vorteil zu verschaffen, da wie zuvor in der Ausarbeitung formuliert, für die Industrie die Kosten wegen der internationalen Wettbewerbsfähigkeit eine entscheidende Rolle spielen und solche Investitionen bislang noch keine steuerlichen Vorteile schaffen.

Im Zuge der Wirtschaftlichkeitsberechnung wurde darauf verzichtet, die Höhe des erforderlichen Einspeisevergütungssatzes zu ermitteln, ab dem die Brennstoffzelle konkurrenzfähig wird. Diese Diskussion kann nicht losgelöst von der allgemeinen Erörterung der Einspeisevergütungsrichtlinien geführt werden. Würden die Vergütungssätze angehoben, dann könnten davon natürlich auch die bereits eingeführten und sehr effizient wie zuverlässig zu betreibenden Kraft-Wärme-Kopplungstechniken profitieren, so daß grundsätzlich zu hinterfragen wäre, wie und mit welchen Techniken das theoretisch ermittelte Kraft-Wärme-Kopplungs-Zubaupotential in Höhe von 6000 bis 7000 MW /20/ realisiert werden könnte.

Der Exkurs in Richtung "anlegbare Kosten" zeigt allerdings auf, in welche Richtung die Entwicklung der Hochtemperaturbrennstoffzelle zielen muß, um dieser Technik im wirtschaftlichen Wettbewerb eine Chance einzuräumen. Da sich die konkurrierenden Techniken in Bezug auf effiziente Energienutzung von den theoretischen Möglichkeiten der Brennstoffzellentechnik nicht grundsätzlich unterscheiden, kann eine Konkurrenzfähigkeit nur dann erreicht werden, wenn die spezifischen Investitionskosten der Brennstoffzelle auf das Niveau der konkurrierenden Anlagen abgesenkt werden.

Literatur

/1/ Protecting the Earth, A Status Report with Recommendations for a New Energy Policy, Third Report of the Enquete Commission of the 11th German Bundestag "Preventive Measures to Protect the Earth's Atmosphere", 1991

/2/ Energie Daten '95, Bundesministerium für Wirtschaft, 1995

/3/ Die Energiemärkte Deutschlands im zusammenwachsenden Europa - Perspektiven bis zum Jahr 2020, Kurzfassung Prognos Studie, Bundesministerium für Wirtschaft, Dokumentation Nr. 387, Dezember 1995

- /4/ Kugeler, K.; Neis, H.; Ballensiefen, G.: Fortschritte in der Energietechnik für eine wirtschaftliche, umweltschonende und schadenbegrenzende Energieversorgung, Institut für Sicherheitsforschung und Reaktortechnik, Forschungszentrum Jülich GmbH, Monographien, Band 8
- /5/ Wendt, H.: Brennstoffzellen - eine neue Technik zu hocheffektiver Erdgasverstromung; in Ressourcenschonende Techniken, Kongreßband ENVITEC 92, Herausgeber: J. Treusch und K.- U. Birnbaum, Vulkan-Verlag Essen, 1992
- /6/ Winter, C.-J.; Nitsch, J.: Wasserstoff als Energieträger, Technik, Systeme, Wirtschaft, Springer-Verlag, Berlin Heidelberg New York Tokyo, 1986
- /7/ Baier, W.: Die Brennstoffzelle läuft sich warm, in Standpunkt - Eine Zeitschrift zu Energie- und Umweltfragen, Siemens AG, November 1993
- /8/ RWE Energie, Anwendungstechnik, Energieflußbild der Bundesrepublik Deutschland, Jahrgänge ab 1991
- /9/ Fernwärme, Teil V in Programmstudie "Sekundärenergiesysteme", Bundesministerium für Forschung und Technologie, Bonn 1975
- /10/ Hofer, R.: Analyse der Potentiale industrieller Kraft-Wärme-Kopplung IFE Schriftenreihe, Heft 28, 1994
- /11/ Walbeck, M.; Birnbaum, K. U.; Zapp, P.: Systemanalytische Betrachtungen zur Hochtemperaturbrennstoffzelle (MCFC und SOFC), Statusseminar Hochtemperaturbrennstoffzelle, Forschungszentrum Jülich GmbH, 01.12.1994
- /12/ Wirtschaft in Zahlen '95, Bundesministerium für Wirtschaft, 1995
- /13/ Statistik der Energiewirtschaft 1994/1995, Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V., Essen
- /14/ Pruschek, R.: Ermittlung und Verifizierung der Potentiale und Kosten der Treibhausgasminderung durch Kraft-Wärme-Kopplung in der Industrie, Universität GH Essen, 1994
- /15/ Riensche, E.; Fedders, H.: Modellrechnungen zu Systemvarianten von 200 kW-SOFC-Anlagen, Institut für Energieverfahrenstechnik, Forschungszentrum Jülich GmbH, Jül-2787, Juni 1993

/16/ Rechenauer, Ch.; Achenbach, E.; Dreidimensionale mathematische Modellierung des stationären und instationären Verhaltens oxidkeramischer Hochtemperatur-Brennstoffzellen, Institut für Energieverfahrenstechnik, Forschungszentrum Jülich GmbH, Jül-2752, April 1993

/17/ Unverzagt, G.: Energetische und wirtschaftliche Optimierung von Festoxid-Brennstoffzellen-Kraftwerken, Institut für Energieverfahrenstechnik, Jül-3159, Dez. 1995, ISSN 0944-2952

/18/ EUROSTAT, Januar 1995, Elektrizitätspreise 1990 - 1995

/19/ Energiepreise, VIK-Mitteilungen 5-1995, S. 113-116

/20/ Birnbaum, K.U.; Pauls, R.; Wagner, H.-J.; Walbeck, M.: Berechnung sektoraler Kohlendioxidemissionen für die Bundesrepublik Deutschland, Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung, Forschungszentrum Jülich GmbH, Jül-2530, Oktober 1991

/21/ Rumpel, M.: Stand der Blockheizkraftwerkstechnik 94 in Deutschland - Ergebnisse der VDEW-Erhebung, Elektrizitätswirtschaft, Jg.95 (1996), Heft 3, S100-107

/22/ Meier, K. H.: Kraft-Wärme-Kopplung in der Industrie, VIK-Mitteilungen 2-1994, S. 35-40

PHOEBUS - Jülich

Eine autonome Energieversorgung mit dem System Photovoltaik-Elektrolyse-Brennstoffzelle

Heinz Barthels

Institut für Energieverfahrenstechnik
Forschungszentrum Jülich GmbH

D-52425 Jülich

Einordnung der Aufgabe

Eine solare Energieversorgung macht im Vorfeld einer möglichen breiten Einführung eine Reihe von wissenschaftlichen Grundlagenuntersuchungen und eine begleitende langjährige Erprobung und Optimierung der Gesamtsysteme erforderlich.

Die heutige Stromversorgung steht bei den Industrienationen weltweit im Zeichen zentraler Systeme auf der Basis fossiler Brennstoffe mit entsprechender Stromverteilung durch Verbundnetze, die bei den meisten regenerativen Energieumwandlungssystemen mit Netzeinspeisung noch die Funktion eines "Pseudoenergiespeichers" wahrnehmen. Sobald der regenerative Energieanteil als zusätzliche Netzlast die technisch noch vertretbare Grenze der Netzeinspeisung (hier werden Lastanteile von 20 bis 30 % genannt) überschreitet, sind geeignete Verfahren der netzfreien Energiespeicherung notwendig. Sowohl kleine Energiemengen großer Leistungsschwankung (wechselnde solare Einstrahlung und Windgeschwindigkeit im Tagesgang) über kürzere Zeiträume als auch größere Energiemengen über längere Zeiträume (saisonal) müssen dann gespeichert werden. Von großer Bedeutung ist auch der beträchtliche Nachholbedarf der elektrischen

Versorgung in Entwicklungsländern und auch im südlichen Europa, wo eine Netzanbindung wegen meist dünner Besiedlung schon heute zu kostspielig erscheint. Angesichts der ökologischen Bedrohung durch die Freisetzung von Schadstoffen bei der Verbrennung fossiler Energieträger und deren begrenzten Vorräte und auch angesichts unserer Verantwortung für eine vor allem ökologisch richtungsweisende Energieversorgung für Entwicklungsländer kann und sollte das strategische Ziel die Entwicklung von dezentralen und weitgehendst autonomen Energieversorgungsanlagen auf regenerativer Basis sein. Da sich Solarzellen zu Stromgeneratoren beliebiger Größe und auch elektrochemische Zellen als Speicherkomponenten sich in nahezu jeder Leistungsgröße verschalten lassen, können photovoltaische Anlagen als autonome Systeme in einem breiten Leistungsbereich ohne nachteiligen Einfluß auf die Effizienz eingesetzt werden. Anstelle von Photovoltaik-Generatoren oder auch in Kombination können auch Windkraftanlagen eingesetzt werden, die heute bereits einen hohen technischen Stand erreicht haben und auch im windschwächeren Binnenland energetisch attraktiv sind.

Durch den weitgehendst schadstofffreien Betrieb und mit der Möglichkeit des modularen Aufbaus, des Fortfalls des Netzanschlusses und des Brennstofftransportes sind derartige Anlagen für den dezentralen Einsatz besonders geeignet. Als denkbare Entwicklungsschritte zu einer dezentralen, autonomen Energieversorgung, mit der Möglichkeit neben der elektrischen Energie auch Wärmeenergie mit flexibler Bedarfsanpassung und hoher Effizienz zu gewinnen, sind konzeptionell verschiedene Anlagenvarianten mit unterschiedlichen Energiequellen und Speichersystemen, auch in hybrider Betriebsweise, zu nennen:

- Blockheizkraftwerke mit Diesel-/Gasmotor oder Brennstoffzelle
- Hybridsysteme (regenerativ u. fossil) mit Kurzzeitspeicherung (Batterie):
 - Windkonverter + Diesel-/Gasmotor + Batterie
 - Windkonverter + Photovoltaikgenerator + Diesel-/Gasmotor + Batterie
 - Dish-Stirlinganlagen + Batterie (sonnenreiche Länder)
- (Hybrid)-Systeme auf rein regenerativer Basis mit Langzeitspeicherung auf Wasserstoffbasis:
 - Photovoltaikgenerator + Batterie + Elektrolyse-Wasserstoff + Brennstoffzelle (Abb. 1)
 - Windkonverter + Photovoltaikgenerator + Batterie + mit Elektrolyse-Wasserstoff zur Kraft-Wärme-Kopplung (Abb.2)

Das sich durch solche Konfigurationen ergebende Einsatzpotential erneuerbarer Energien kann mit konventionellen Systemen verzahnt und somit schrittweise erschlossen werden.

Wenn also langfristig größere Versorgungsbeiträge aus erneuerbaren Energiequellen zu erbringen sind, müssen Konzepte der Energiespeicherung sowohl im Kurzzeit- wie im Langzeitbereich als wichtige Elemente einer solaren Energieversorgung erstellt werden und entsprechende Maßnahmen im Forschungsbereich schon jetzt eingeleitet werden.

Anforderungen an autonome Systeme

Das Forschungszentrum Jülich betreibt im Rahmen der Arbeitsgemeinschaft Solar Nordrhein-Westfalen zur weiteren intensiven Förderung dieser Technologien die Demonstrationsanlage PHOEBUS, die alle wichtigen Komponenten für eine ganzjährige Energieversorgung aus Solarenergie beinhaltet. Besondere Bedeutung hat hierbei die Energiespeicherung, die im Kurzzeitbereich (einige Tage) durch einen Batteriespeicher und saisonal durch die Umwandlung von elektrischer Energie in Wasserstoff realisiert ist. Die Erprobung, die Weiterentwicklung und Optimierung aller eingesetzten Komponenten sowie die Entwicklung von Betriebsführungsstrategien für das Gesamtsystem sind hierbei die vorrangigen Forschungsziele./1/

In Wärmekraftwerken wird die elektrische Energie durch Umwandlung fossiler Energieträger (Kohle, Erdgas, Erdöl) bereitgestellt. Der Energieträger ist gleichzeitig auch der Energiespeicher und ermöglicht dadurch, die Erzeugung elektrischer Energie dem Bedarf anzupassen.

Grundsätzlich verschieden davon ist die Energieumwandlung in photovoltaischen Systemen, in denen das Licht direkt in elektrischen Strom umgewandelt wird. Die elektrische Leistung eines Solargenerators (PV-Generator) hängt direkt mit der Stärke der Einstrahlung, d. h. dem Sonnenlicht, zusammen. Das solare Energieangebot wird deshalb nur selten dem momentanen Bedarf entsprechen, so daß ein PV-Generator sinnvoll nur in Verbindung mit einem Energiespeicher betrieben werden kann. Denn im Gegensatz zur konventionellen Kraftwerkstechnik läßt sich die Energiewandlung nicht direkt durch Steuerung der

Brennstoffzufuhr beeinflussen, sondern die erzeugte Solar- oder Windenergie muß direkt genutzt und der Überschuß gespeichert werden.

Aufgrund der Systemstruktur unterscheidet man im wesentlichen zwei Typen von regenerativen Versorgungssystemen: netzgekoppelte Systeme und Inselsysteme.

Die Inselversorgung bedeutet die Unabhängigkeit (Autonomie) vom öffentlichen Netz, das bei vielen regenerativen Energieumwandlungssystemen noch die Funktion eines Energiespeichers wahrnimmt. Mit wachsendem Anteil solar- und winderzeugter elektrischer Energie rückt das Speicherproblem immer mehr in den Vordergrund. Schon heute ist erkennbar, daß insbesondere in Ländern mit wenig entwickelter Infrastruktur und mit geringer Versorgung durch meist weit entfernte öffentliche Netze eine dezentrale Inselversorgung mit regenerativer Energie die kostengünstigere Lösung darstellt.

Als Speicher für den täglichen Last- und Energieausgleich kommen elektrochemische Energiewandler, vorzugsweise modifizierte Blei-Batterien, zur Anwendung. Es kommt jedoch auch vor, daß weder die vom Solargenerator erzeugte Energie, noch die in der Batterie gespeicherte Energie für die Bedarfsdeckung ausreichen (z. B. nach längeren einstrahlungsschwachen Perioden, insbesondere im Winterhalbjahr), und daher Systeme für die Langzeitspeicherung gefunden werden müssen. Ein derartiger Speicher elektrischer Energie läßt sich mit dem System der Wasserstoffherzeugung mittels Elektrolyse, der anschließenden Speicherung der Produktgase über beliebig lange Zeiten und der bedarfsangepaßten Rückverstromung des Wasserstoffs in einer Brennstoffzelle erzielen, wobei die elektrochemische Energiewandlung in der Brennstoffzelle praktisch der inverse Vorgang der Elektrolyse ist.

Die gesamte Energieumwandlungskette der hier vorgestellten Anlage läuft völlig frei von schadhaften Emissionen ab. Das Reaktionsprodukt der "kalten Verbrennung" von Wasserstoff in der Brennstoffzelle ist Wasser, das wiederum in der Elektrolyse mit dem zu speichernden Strom in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt wird.

Mit der Errichtung der Demonstrationsanlage im Forschungszentrum Jülich werden seit Herbst 1993 die wesentlichen Systemschritte einer solarelektrischen Inselversorgung untersucht und mit diesem Vorhaben soll ein zukunftsorientierter Weg zur Erreichung einer dezentralen, autonomen Energieversorgung in einer praxisnahen Größenordnung beschritten werden.

Die zentrale Aufgabe besteht darin, die erforderliche Speicherung über den Energieträger Wasserstoff unter Berücksichtigung aller wesentlichen Systemschritte einer solaren Stromversorgung in der vorgestellten Demonstrationsanlage zu erproben, die Systemkomponenten aufeinander abzustimmen und die Gesamtanlage so zu optimieren, daß Energieverluste möglichst gering sind. Bei der Betrachtung der Energieflüsse und ihrer Umwandlung in den einzelnen Anlagenkomponenten kommt es vor allem darauf an, die Energieausbeute zu maximieren und das Leistungsangebot möglichst gut an die Versorgungsaufgabe anzupassen. Dies bedingt hohe systemtechnische Anforderungen an die Nutzungsgrade so wie an die Regelung der einzelnen Komponenten in einem weiten Leistungsbereich. Insgesamt hat man es zur Erfüllung der gestellten Aufgaben mit einem komplexen System, bestehend aus verknüpften Komponenten von Energie-Wandlern und -Speichern, eingebunden zwischen einer stark schwankenden solaren Energieeinstrahlung und einem nicht angepaßten Verbraucher zu tun. Darüber hinaus ist verschiedenen Anforderungen an die elektrochemischen Komponenten in bezug auf Lebensdauer, Betriebssicherheit (H_2/O_2 -Gase), Anfahr- und Abfahrvorgänge sowie Ausgrenzung bestimmter Betriebszustände (z. B. nutzungsgradmindernde Schwachlastbereiche, Vermeidung der Tiefentladung und Gasungsladung der Batterie, sprungförmig wechselnde Belastung) Rechnung zu tragen.

Es mußte daher eine intelligente Strategie entwickelt werden, die zu jedem Zeitpunkt im Tages- und Jahresverlauf die Verteilung der Energieströme auf die einzelnen Energiepfade (siehe Bild 3) nicht nur nach versorgungstechnischen Gesichtspunkten vornimmt, sondern auch stets die Randbedingungen jeder Systemkomponente hinsichtlich ihrer Effizienzcharakteristik und ihrer Steuer- und Regeldynamik berücksichtigt.

Aus den genannten Anforderungen wird ersichtlich, daß an die Betriebsführung einer solchen Inselanlage ganz neue Maßstäbe gelegt werden müssen, die nur von einem rechnergestützten Last- oder Energie-Management (EM) zu bewältigen sind /2/.

Mit der Einbindung eines Elektrolyseurs, eines Wasserstoff-Sauerstoff-Speichers und einer Brennstoffzelle in die intermittierende Betriebsweise der Solargeneratorfelder auf der einen Seite und mit der Forderung nach ganzjähriger Versorgung eines Gebäudes mit seiner verbrauchsspezifischen Charakteristik auf der anderen Seite gilt es im Hinblick auf die Energiespeicherung zu untersuchen, welche Varianten und Teile dieser Komponenten den Anforderungen gerecht werden.

Die Vielzahl der Einsatzmöglichkeiten einer photovoltaischer Energieversorgung erfordert daher neben der Optimierung der solarelektrischen Umwandlung im Photovoltaik-Modul auch system- und verfahrenstechnische Überlegungen und Entwicklungsschritte, um den Gesamtnutzungsgrad von derartigen Anlagen durch bestmögliche Abstimmung der Einzelkomponenten zu optimieren und eine lange Lebensdauer bei möglichst reduziertem Kosten- und Wartungsaufwand und hoher Betriebssicherheit zu erreichen.

Die aufgezeigten Probleme lassen sich als vordringliche Entwicklungsziele in die Bereiche der Energiespeichertechnik, der Anlagen- und Systemtechnik sowie der Steuerungs- und Regelungstechnik einordnen.

Das Anlagenkonzept

Mit den ersten Überlegungen zur Realisierung des Projekts wurde im Jahre 1991 begonnen. Im Vordergrund stand die Frage der Anlagenauslegung und damit die Bestimmung der Komponentenleistungen, die dann mit Hilfe der dafür eigens entwickelten Simulationsprogramme durchgeführt wurde. Da anfänglich nur wenige belastbare Aussagen über die Effizienzcharakteristik der einzelnen System-Komponenten vorlagen und insbesondere der tägliche und jährliche Lastgang des Verbrauchers schwer abzuschätzen war, entschloß man sich, ausgehend von einer durch die Gebäudeverhältnisse der Zentralbibliothek vorgegebenen Solarfläche, den solaren Energieertrag zu bestimmen und die Verbraucherenergie entsprechend

der rechnerisch verfügbaren Energie unter autonomen Bedingungen anzupassen, was bei der Größe der Zentralbibliothek ohne weiteres möglich war. Im Regelfall würde man bei genauer Kenntnis des Verbraucher-Lastganges und des Anlagenverhaltens umgekehrt verfahren!

Mit der Vorgabe, den optischen Charakter des Bibliothekgebäudes zu bewahren, standen daher bei der Planung nicht nur die Optimierungskriterien für die solarelektrische Energiewandlung im Vordergrund, sondern es bedurfte für die bauliche Einbindung der PV-Module in ein bestehendes Gebäude mit Nutzung der Fassade einer engen Zusammenarbeit von unterschiedlichen Disziplinen, wie Stahl- und Aluminium-Konstruktionsbau, Architektur, Statik, Modul-Herstellung und Elektro-Installation. Aus optischen und wärmetechnischen Gründen wurde die hinterlüftete Vorhangfassadenaufhängung so gewählt, daß die PV-Modulgröße dem Fensterrastermaß des Gebäudes von 1,71 x 1,13 m entsprach (Bild 4).

Die Module sind in eine neu entwickelte Aluminium-Pfosten-Riegel Tragkonstruktion, ähnlich einer Isolierverglasung, integriert worden. Diese wird getragen von einer Stahlunterkonstruktion, die sich auf dem Gebäudedach abstützt. Die Besonderheit der Querriegel- und Pfostenprofile erlaubt die berührungssichere Verkabelung der Module bei einem maximalen Spannungsniveau von 400 Volt.

Insgesamt wurden 220 Module mit 31200 monokristallinen Si-Zellen, verteilt auf 184 Module mit je 150 Zellen und 36 Module mit je 100 Zellen von 10 x 10 cm² installiert, wobei der 100 Zellen-Modul eine ausreichende Lichttransparenz für die dahinterliegenden Gebäudefenster besitzt.

Die installierte Nennleistung aller PV-Felder liegt bei 43 kW. Sie ist damit die derzeit größte gebäudeintegrierte Photovoltaikanlage Deutschlands.

Die Module wurden auf vier Generatorfelder mit unterschiedlicher Modulneigung (90° in der Fassade, 40° auf dem Dach) und azimuthaler Ausrichtung (SO und SW) so verteilt, daß annähernd eine symmetrische Einstrahlung im Tagesgang erzielt wird.

Alle Anlagenkomponenten sind direkt oder indirekt über Gleichstromsteller (DC/DC-Steller) mit der Gleichstromschiene verbunden, die die Aufgabe der Energiesammlung und -verteilung mit Hilfe des Energiemanagements (EM) vornimmt. Die Verbindung zwischen den System-Komponenten Generatorfelder, Elektrolyseur, Brennstoffzelle, und dem Verbraucher wird also über eine Leistungselektronik hergestellt, die für die notwendige Spannungstransformation sorgt und die die einzelnen, vom EM vorgegebenen Leistungsflüsse regelt bzw. im Wechselrichter den Gleichstrom in Wechselstrom umformt.

Die Blei-Schwefelsäure-Batterie ist direkt mit der Schiene gekoppelt und prägt ihr die Spannung auf, die, je nach Ladezustand, zwischen 200 und 260 V liegen kann, aber bei schienenbezogenen Leistungsexkursionen nahezu konstant bleibt. Neben den Aufgaben der Lastpufferung und der Spannungskonstanthaltung übernimmt die Batterie auch mit einer Kapazität von 300 kWh die Kurzzeitspeicherung mit einer Dreitageautonomie für die Anlage.

Ohne eine übergeordnete Regelung wäre die Demonstrationsanlage nicht annähernd funktionsfähig und würde sich meist weit entfernt von optimal möglichen Arbeitspunkten befinden.

Die Anlage könnte ihr Hauptziel, nämlich die ganzjährige ununterbrochene Bereitstellung elektrischer Energie im Inselbetrieb wohl kaum erfüllen. Daher wurde die Anlage mit einer EM genannten Regelungssoftware ausgerüstet, welche auf dem Leitrechner (PC 486/33 MHz) implementiert ist.

Zu den Regelungsaufgaben gehört also das Führen der Anlage nach vorgegebenen Optimierungskriterien, wie höchstmögliche Energieeffizienz, Versorgungssicherheit, schonende Batterie-Ladung mit Vermeidung der Tiefentladung und die Minimierung der Schaltzyklen der elektrochemischen Energiewandler. Als Regelgrößen werden Ladungszustände der Batterie definiert. Als Stellglieder fungieren der Elektrolyseur und die Brennstoffzelle mit ihren zugehörigen Gleichstromstellern, deren schienenseitige Leistungen die Stellgrößen des Systems sind. Die zeitlichen Schwankungen des solaren Energieertrages und des Lastgangs der Verbraucher sind die Störgrößen im regelungstechnischen Sinn /2/.

Die komplexe Struktur der Anlage und deren anspruchsvolle Aufgabenstellung machten schon in einem frühen Stadium der Projektierung die Ermittlung der Energieströme und -wandlungen auf den verschiedenen Pfaden und in den einzelnen Systemkomponenten erforderlich. Mit Hilfe der Computersimulation wurden Programme entwickelt, die mit den verfügbaren Kenndaten der Komponenten bzw. mit Meßdaten präzisiert und validiert wurden /3/, /4/.

Mit den Simulationsprogrammen stehen Werkzeuge zur Verfügung, die einen tiefen Einblick in die komplexen Prozeßabläufe der Anlage ermöglichen. Insbesondere lassen sich neben der Möglichkeit der Beschreibung der Energieströme von der Einstrahlung bis zum Verbraucher alle Einzelschritte des Prozesses beschreiben und daraus Auslegungsdaten für die Anlage bzw. für einzelne Komponenten ableiten und auch Hinweise auf die Empfindlichkeit des Gesamtsystems in bezug auf Änderung der Komponenten-Wirkungsgrade oder ihrer Dynamik erzielen.

Um den automatischen Betrieb der Anlage sicherzustellen, wurde ein vollautomatisches Leit- und Meßsystem konzipiert.

Für die Betriebsführung und Meßwerterfassung sind zwei PCs installiert, wobei ein PC als Leitrechner mit den einzelnen Gleichstromstellern über serielle Schnittstellen kommuniziert und die relevanten Anlagenmeßwerte verarbeitet. Die Meßwert-Auswertung und Visualisierung werden von dem zweiten PC durchgeführt. Etwa 240 Meßwerte werden im Sekundentakt erfaßt und die für die Betriebsführung erforderlichen Daten können on-line dargestellt werden.

Die eingesetzten DC/DC-Gleichstromsteller arbeiten auf der Basis eines primär getakteten Stellers mit galvanischer Trennung über einen HF-Transformator (Pulsfrequenz 20 kHz). Regelung, Überwachung, Maximum-Power-Point-Tracking, Meßwerterfassung, Displaysteuerung, automatische An- und Abschaltung erfolgen über einen Microcomputer. Da die Steller aus gleichen parallel geschalteten Leistungsteilen bestehen und im Master/Slave-Betrieb arbeiten, ist eine hohe Redundanz gegeben. Die Versorgung der Zentralbibliothek mit Wechselstrom erfolgt von der Gleichstromschiene über einen einphasigen Wechselrichter mit

einer Nennleistung von 15 kVA. Eine Umschalteneinrichtung ermöglicht im Störfall eine unterbrechungsfreie Umschaltung zwischen dem Inselnetz und dem öffentlichen Netz.

Bild 3 zeigt den systemtechnischen Aufbau der installierten Anlage mit den wichtigsten Komponenten.

Auf dem Pfad des Langzeitspeichers wird die Überschußenergie des Sommerhalbjahres mit Hilfe der Wasserelektrolyse bei 7 bar Systemdruck in Wasserstoff und Sauerstoff verwandelt und über die Niederdruckspeicher mit anschließender Verdichtung mit pneumatisch angetriebenen Kompressoren in die Hochdruckspeicher ($3000 \text{ Nm}^3 \text{ H}_2$, 120 bar, $1500 \text{ Nm}^3 \text{ O}_2$, 70 bar) befördert.

Im Winterhalbjahr, bei nicht ausreichender Solarenergiedeckung, erfolgt dann die bedarfsangepaßte Rückverstromung der beiden Gase in der Brennstoffzelle mit anschließender Einspeisung der elektrischen Energie auf die Gleichstromschiene. Der Elektrolyseur (Bild 5) wird über einen Stromsteller auf die Nennbetriebsspannung von 35 V gebracht. Er wurde für eine Nennleistung von 26 kW ausgelegt, was der solaren Summenspitzenleistung aller Solarfelder entspricht. In fortgeschrittener Bauweise mit neuester KFA-Technologie der Elektroden und Diaphragmen wurden energetische Wirkungsgrade im Jahresmittel von 88% erreicht./5/

Seit der Inbetriebnahme im Jahre 1994 arbeitet der Elektrolyseur unter den schwankenden solarspezifischen Bedingungen ohne Probleme. In einer nachgeschalteten Gasaufbereitungsanlage werden die Produktgase von Elektrolytbestandteilen (Kalilauge) befreit und der O_2 -Gehalt im Wasserstoff von $2 \times 10^2 \text{ ppm}$ auf Werte $< 1 \text{ ppm}$ gesenkt.

Für die erste Phase des Anlagenbetriebs steht für die Rückverstromung eine alkalische H_2/O_2 -Brennstoffzelle zur Verfügung. Die Nennleistung beträgt 6,5 kW bei 48 V und 135 A. Der besondere Vorteil dieses Brennstoffzellen-Types ist der günstige Wirkungsgrad von 50% (bezogen auf H_0) bei Nennbetrieb mit einem Anstieg auf ca. 57% bei Teillast und die größtmögliche Ausnutzung der Reaktanden. Die Anfahrzeit auf Betriebstemperatur von 80°C

dauert 15 Minuten. Ein Spaltverdampfer sorgt für die Ausschleusung des Produktwassers und der Reaktionswärme, die über einen Kühlkreislauf zu Heizzwecken genutzt werden kann.

Nach den gemachten Erfahrungen erweist sich die alkalische Brennstoffzellenanlage wegen ihres komplexen Aufbaus und ihres flüssigen Elektrolyten (KOH) allerdings als sehr empfindlich für den automatischen Betrieb. Vor allem ist die Möglichkeit der irreversiblen Schädigung der Nickelanode durch Sauerstoffeinbruch ein Gefährdungspotential. Insbesondere bereitet der ständige Austrag von geringen Elektrolytmengen in die gasführenden Leitungen Leckageprobleme an Ventilen. Da die alkalische Brennstoffzelle (neben der Produktgasverdichtung) zur Zeit noch die Schwachstelle im Energiespeicher ist, wurde bereits seit 1994 in Kooperation mit der Firma A. F. Sammer, USA mit der Weiterentwicklung einer PEM-Brennstoffzelle im Hinblick auf den speicherspezifischen Einsatz begonnen. Ziel ist der Einsatz von betriebszuverlässigen 5 kW-Modulen in Eigenproduktion.

An Einzelzellen und an einem 4-Zellenblock wurden bisher im Langzeittest die charakteristischen Daten ermittelt und das Wassermanagement erprobt. Ein komplettes 2,5 kW-Aggregat ist zur Zeit in der Erprobungsphase.

Mit den Meßdaten und den daraus abgeleiteten Kenngrößen für die Anlage und für die einzelnen Komponenten lassen sich mit der Eingangsgröße des Jahresganges der Globalstrahlung, mit der Laststruktur des Verbrauchers und mit den jetzt validierten lastabhängigen Wirkungsgraden aller Komponenten, die Energieflüsse auf dem Kurz-, bzw. Langzeitspeicherpfad und Verbraucherpfad simulatorisch mit erprobten Modellen als Sollwertvorgaben bestimmen.

Auf dem Pfad des Langzeitspeichers wurde der Verdichterwirkungsgrad nicht berücksichtigt, da die Verdichter z. Zt. mit Druckluft aus dem Hausnetz betrieben werden und später durch ein effizienteres Verdichterkonzept ersetzt werden. Für die gemessenen Spül- und Leckageverluste wurden auf dem Speicherpfad 5 % eingesetzt.

In der Systemkonfiguration der Abb. 3 sind die mit dem Simulationsprogramm SOLAR-System /6/ berechneten jährlichen Energiesummen auf den einzelnen Pfaden und die gemessenen mittleren Jahreswirkungsgrade der einzelnen Komponenten eingetragen.

Um die autonomen Rahmenbedingungen zu erfüllen, kann mit der eingestrahlten Solarenergie von 280 MWh/a (dieser Wert entspricht dem langjährigen Mittel 1982-1995) der Verbraucher eine Lieferung von 17,6 MWh/a erwarten. Gleichzeitig wird dafür im Winterhalbjahr eine Wasserstoffmenge von 1820 Nm³ benötigt.

Die Verteilung der Verluste in den einzelnen Komponenten relativ zum Gesamtverlust der Anlage von 11,2 MWh zeigt die Abb. 6.

Man erkennt, daß die absoluten Verluste in den 4 PV-Stellern und in der Brennstoffzelle mit je einem Anteil von 25% bei weitem am größten sind, dicht gefolgt vom Wechselrichter mit 20%.

Der Gesamtwirkungsgrad der Anlage beträgt mit der solarelektrischen Eingangsenergie von 28,8 MWh/a und der verfügbaren Verbraucherenergie von 17,6 MWh/a immerhin noch 61%. Die größten Verluste entstehen auf dem Pfad des Langzeitspeichers, dessen Gesamtwirkungsgrad nur $3,06/8,32 = 0,37$ beträgt. Da aber nur ein Teil der Eingangsenergie ($8,32/28,8 = 0,29$) über den Speicher fließt, halten sich die Verluste insgesamt in Grenzen.

Die sicherheitstechnische Ausstattung der Anlage

Die Betriebserlaubnis zum Betreiben der Wasserstoff- und Sauerstoffspeicher wurde nach Erfüllung aller sicherheitstechnischer Auflagen am 1.07.1995 erteilt. Hier lieferten eine Risikostudie und die Gutachten des TÜV-Rheinland wichtige Beiträge zum Konzept der Sicherheitseinrichtungen und -überwachungen.

Der TÜV begleitete das Vorhaben von Anfang an im Bereich der elektrischen und mechanischen Sicherheitstechnik. Durch den ständigen Kontakt wurden sicherheitstechnische Fragen schon in der Planungsphase geklärt und beim Aufbau berücksichtigt.

Die begleitende probabilistische Zuverlässigkeits- und Risikoanalyse für den Gaspfad der Anlage wurde vom Institut für Sicherheitsforschung und Reaktortechnik (ISR) der KFA /7/ durchgeführt und diente

- der Identifizierung von Gefährdungspotentialen und störfallauslösenden Ereignissen
- der Abschätzung von Häufigkeiten für risikorelevante Ereignisabläufe
- der Entwicklung von Konzepten zur Störfallbeherrschung mit Schlußfolgerungen für künftige Anlagen.

Die Studie charakterisiert die untersuchten Störfälle durch ihre Eintrittshäufigkeit, durch die Menge des freigesetzten Wasserstoffs und die Folgen möglicher Explosionen, im wesentlichen Gebäudeschäden mit Gefährdung von Personen.

Zusammenfassend können für die sicherheitstechnischen Maßnahmen und Störfall-Analysen im Umgang mit der Wasserstofftechnologie der PHOEBUS-Anlage die wesentlichen Merkmale und Erkenntnisse wie folgt konstatiert werden:

- Der Betrieb der Anlage und die Auslösung von Schutzmaßnahmen sind voll automatisiert und bedürfen keines Handeingriffs
- Bedienungsfehler spielen sicherheitstechnisch eine untergeordnete Rolle
- Netzausfälle und Störungen in der Energie- und Hilfsstoff-Versorgung (N_2 , Druckluft, Wasser) sind für die Sicherheit unkritisch (z. B. Schließung der pneumatisch gesteuerten Ventile nach Abfall der Haltemagnete, „fail safe“).
- Elektrolyseur und Brennstoffzelle werden über eigene autonome Überwachungseinrichtungen automatisch in den sicheren Zustand gefahren
- Der Hochdruckbetrieb (> 7 bar) der Anlage erfolgt nur im Außenbereich
- Im Hallenbereich der Anlage ist das H_2 - und O_2 -Inventar sehr gering
- Die Beherrschung „mittlerer Hallenlecks“ ($< 120 \text{ Nm}^3/\text{h } H_2$) wird schon durch passive Maßnahmen (natürliche Hallenentlüftung) erreicht
- Kleine Querschnitte der gasführenden Leitungen verringern bei einer Leckage durch natürliche Drosselung die möglichen Austrittsmengen

- Die Aufteilung des Gasspeichervolumens auf eine Vielzahl von Hochdruck-Behältern im Außenbereich wirkt risikomindernd

Bild 7 zeigt die Gesamtanlage mit der Leistungselektronik in den Schränken für die Betriebsführung und Spannungstransformation, die Brennstoffzelle, den Elektrolyseur mit der Gasaufbereitung und die Batterie mit 110 Zellen.

Ausblick und Aufgaben

Nach den bisher gemachten Betriebserfahrungen dürften mehrere Jahre erforderlich sein, um die Anlage betriebsmäßig zu optimieren und ihr Verhalten meßtechnisch zu analysieren. Dabei ist zu erwarten, daß sich eine Reihe von zusätzlichen Anforderungen an wichtige Komponenten wie Elektrolyseur, Brennstoffzelle, H_2/O_2 -Speicher, Verdichter und elektrische Leistungsaufbereitung ergeben werden, die in die weitere Entwicklung dieser Aggregate einfließen werden.

Arbeiten zur Entwicklung von fortschrittlichen Elektrolyse- und Brennstoffzellen sind Bestandteil des Energieforschungsprogramms des Forschungszentrums Jülich und werden in Kontakt zur Industrie durchgeführt, so daß mittelbar eine Anbindung des Solarprojektes an industrielle Arbeiten besteht. Die eingeleitete Entwicklung von PEM-Brennstoffzellen in Modultechnik ist vielversprechend und bietet die Möglichkeit, auch Anwendungspotentiale im Rahmen der Wasserstofftechnologie in dezentralen stationären Bereichen zu erschließen, wo sich möglicherweise auch ein Markt finden läßt, um nicht zuletzt auch den ökologischen Anforderungen gerecht zu werden.

Mit der in der KFA vorhandenen Expertise und durch interdisziplinäre Zusammenarbeit sowohl im Bereich der elektrochemischen Grundlagenforschung als auch im Bereich der Verfahrens-, Werkstoff-, Konstruktions- und Fertigungstechnik sind alle Voraussetzungen für einen erfolgreichen Abschluß der Brennstoffzellen-Entwicklung bis zum Komplett-Aggregat gegeben. Dieses wird in der PHOEBUS-Anlage einen ersten anwendungsorientierten Einsatz als Komponente der Energiespeichertechnik erfahren.

Der in der Anlage gemessene Eigenbedarf an Hilfsenergie ist mit ca. 4 MWh/a bezogen auf die verfügbare Gesamtenergie relativ hoch, aber nicht proportional zur Anlagenleistung, so daß hier auch die Mindestleistungsgröße derartiger Anlagen aufgezeigt wird, die aus diesen Gründen schon wesentlich größer als die PHOEBUS-Anlage sein sollte.

Die optimale Größe derartiger Anlagen wird aber noch von vielen anderen Faktoren bestimmt (Kosten, Laststruktur, Speicherkonzept, Anlagenkonfiguration, Regelung, Standort etc.) und kann letztendlich nur mit praxiserprobten Mitteln der Simulationstechnik behandelt werden.

Hier sind im Laufe der ersten Projektphase eine Reihe von Simulationsprogrammen zur Beschreibung der Energieflüsse und Energiewandlungen erstellt und auch mit ersten Messungen verifiziert worden. Eine vertiefte und detaillierte Betrachtungsweise, stets verbunden mit Messungen, gemachten Erfahrungen und eventuellen Systemänderungen, steht aber noch aus. Um das gesteckte Ziel einer allesumfassenden Simulationstechnik zu erreichen, müssen die bestehenden Programm-Module zusammengefaßt um auch auf allgemeine, über den Rahmen der PHOEBUS-Anlage hinausgehende Fragestellungen, wie

- die optimale Konfiguration der PV-Felder in Verbindung mit der Laststruktur (Verbraucher-Typen) und der Minimierung der Speichergröße (Downsizing),
 - die optimalen elektrischen Spannungsniveaus in den einzelnen Systemkomponenten zur Minimierung der Verluste und Reduzierung des Umfangs und der Kosten in der Stromstellertechnik,
 - die Änderung der Regelungskonzepte (Optimierung durch Wetterprognosen, Teilautonomie),
 - die Konzepte der Speichervarianten (Hybrid-Speicher Windkraft und PV-Generator mit Verwendung der Energieüberschüsse, Backup-Lösungen für den Kurzzeitspeicher, Verdichtungs- und Speicherungsart der Produktgase H_2/O_2),
 - die energiewirtschaftliche Einordnung und Kostenanalyse
- eine Antwort geben zu können.

Die Frage nach der optimalen Größe von dezentral ausgerichteten Anlagen wird nicht zuletzt durch das Speicherkonzept selbst bestimmt.

Hier bieten sich mehrere Möglichkeiten an, von der klassischen Druckgas- bis zur Metallhydridspeicherung verbunden mit der Fragestellung nach der Art und der Effizienz der Produktgasverdichtung, die mechanisch, thermisch oder direkt durch Hochdruckelektrolyse erfolgen kann, oder ob der elektrolytische Sauerstoff für die PEM-Brennstoffzelle besser durch den Luftsauerstoff ersetzt werden kann. Neben der eingesetzten mechanischen Verdichtung werden die beiden Konzepte der Hochdruckelektrolyse (120 bar) ohne anschließende Verdichtung und die solarthermische Verdichtung mit Hilfe von Metallhydriden (120 bar) weiter entwickelt und sollten auch im Hinblick auf die allgemeine Wasserstofftechnologie wichtige Beiträge sein.

Gezeigt hat sich ferner, daß der Wasserstoff-Speicherpfad mit seinen elektrischen und elektrochemischen Energiewandlern und Speichern - auch losgelöst von der Photovoltaik - wertvolle Erkenntnisse hinsichtlich der Wasserstofftechnologie und den damit verbundenen Sicherheitsaspekten liefert und keineswegs nur mit konventionellen Techniken zu bewältigen ist. Hier müssen weitere Erfahrungen gesammelt werden.

Auch das Hybrid-Konzept Wind-/Photovoltaik-Generator ist vielversprechend und wird weiter verfolgt, um belastbare standortabhängige Aussagen über die Erstellung solcher Anlagen unter autonomen Bedingungen zu erzielen. Viel flexibler lassen sich hybride Anlagen durch eine entsprechende Aufteilung der Leistungsgröße der beiden Generatoren zusätzlich zur Umwandlung der elektrischen Überschüsse in Elektrolyse-Wasserstoff, z. B. für Heizzwecke oder Prozeßwärme einsetzen (Kraft-Wärme-Kopplung).

Zusätzlich wird dabei ein neuer Entwicklungsschritt zu vollziehen sein, indem der Generator der Windkraftanlage auf die Einspeisung der elektrischen Energie auf die Gleichstromschiene (Batterie, Elektrolyseur, Verbrauchernetz) eingestellt werden muß. Denn die Systemtechnik heutiger Windkraftanlagen ist auf Netzeinspeisung ausgelegt und für die Kopplung mit hybriden Systemen nur bedingt nutzbar.

Ebenfalls sollte der Energieverbrauch der ZB hinsichtlich der Möglichkeit von Einsparungen durch effizientere Gerätetechnik oder durch Verbrauchsvermeidung (Schaltautomaten) ohne Einbuße der Qualität untersucht werden. Durch die installierte Meßtechnik und der Möglichkeit der kontinuierli-

chen Beobachtung lassen sich hier die energetischen und gerätetechnischen Spareffekte und ihre Auswirkungen sehr genau registrieren. Für dieses Vorhaben sind aber längere Untersuchungszeiträume erforderlich.

Ist schon die optimale Auslegung der Einzelkomponenten hinsichtlich Energieeffizienz, Lebensdauer und Kosten eine Aufgabe, die bisher noch nicht zufriedenstellend gelöst ist, so folgt aus dem Betrieb eines Energieversorgungssystems mit schwankendem Energieangebot und verbraucherbedingten Nachfrageänderungen zusätzlich die Notwendigkeit, das Gesamtsystem zu optimieren und zu vereinfachen. Denn Energieeffizienz und Betriebszuverlässigkeit sind hohe Ansprüche an den Anlagenbetrieb. Sie erfordern eine optimierte Betriebsführung, die sich auf eine gut durchdachte Regelungsstruktur mit einem flexiblen Energiemanagement stützen muß.

Um bei photovoltaischen Versorgungsanlagen eine breite Anwendung zu erreichen, müssen die Kosten wesentlich gesenkt sowie die Einsatzdauer und Betriebszuverlässigkeit erhöht werden. Neben den Photovoltaik-Modulen und deren Gebäudeintegration werden die Gesamtkosten derartiger Anlagen annähernd zur Hälfte durch die Systemtechnik verursacht. Hinzu kommt, daß die systemtechnischen Komponenten den Anlagennutzungsgrad im wesentlichen bestimmen und derzeit die Hauptursache für betriebliche Ausfälle sind. Die Ergebnisse grundsätzlicher systemtechnischer Untersuchungen zur Energiewandlung und -aufbereitung sind daher geeignet, Wege für die Neugestaltung oder Verbesserung der Gerätetechnik zu setzen.

Dies betrifft im besonderen die elektrische Leistungsaufbereitung (Stromsteller-Technik) der Anlage, die nach Behebung von vielen Schwachstellen zwar ihre Funktionalität jetzt erreicht hat, aber was die Wandlungsverluste anbetrifft weiter verbessert werden sollte. Neben den genannten Hauptkomponenten ist aber noch eine Vielzahl von zusätzlichen peripheren Systemen erforderlich, um die Anlage wirklich betreiben zu können. Diese Systeme haben einen erheblichen Anteil an der technischen Problembewältigung und nicht zuletzt auch an den Kosten.

Das zur Verfügung stehende, über die erste Projektphase gewachsene Know-how ist durch die Realisierung der PHOEBUS-Anlage breit gefächert und kann weiterführend bei der Konzeption und qualifizierten Abwicklung neuer Arbeiten und Projekte genutzt werden.

Das Anwendungspotential von autonomen photovoltaischen Versorgungssystemen ist derzeit in der BRD vergleichsweise gering, aber für den sich ausbildenden Photovoltaikmarkt von nicht unerheblicher Bedeutung. Derartige Anlagen können, ähnlich wie Photovoltaik-Fassaden, akzeptanzfördernde und markterschließende Aufgaben übernehmen. Mit standardisierten systemtechnischen Lösungen und Regelungsstrukturen lassen sich die Anlagenkosten weiter verringern. Dies wird die Exportchancen von Anlagen und Komponenten in Ländern mit geringer Netzversorgung erhöhen, wo sich Photovoltaik-Anlagen naturgemäß leichter etablieren werden.

Globale Umwelt- und Klimaverträglichkeit der Energiewandlungen und die ausreichende Energieversorgung für eine wachsende und eine zum Teil unterversorgte Bevölkerung der Erde als Voraussetzung für Wohlstand und Stabilität ist nicht ohne Nutzung der Sonnenenergie erreichbar. Die Erforschung der erneuerbaren Energien hat große Fortschritte gemacht, hat die Grundlagenforschung an vielen Stellen verlassen und braucht heute für die Fortentwicklung die Rückkopplung aus breiten Anwendungserfahrungen. Dabei werden die technisch fortgeschrittenen Industrieländer eine aktive gebende Rolle übernehmen müssen - nicht zuletzt aus der Verantwortung heraus, daß der Verbrauch der billigen und bequem handhabbaren fossilen Energieträger und die daraus resultierende Belastung der Atmosphäre ihren Wohlstand begründet und den kritischen Zustand der Umwelt verursacht haben. Es wird - insbesondere in den Industrieländern - erforderlich sein, den Energieeinsatz aus fossilen Quellen deutlich zu begrenzen, sie für kommende Generationen zu strecken und rationeller zu verwenden, und rasch und in weit größerem Maße auch erneuerbare Energiequellen zu nutzen, wo immer sich hierfür die Voraussetzungen bieten.

Literatur

- /1/ H. Barthels
PHOEBUS Jülich, Statusbericht der ersten Projektphase 1992-1995
KFA-IEV, Jan. 1996
- /2/ W.A. Brocke, H. Barthels
Zur Optimierung der Regelung der Photovoltaik-Wasserstoff-Brennstoffzellen

Anlage Jülich

9.Intern. Sonnenforum, Stuttgart 28.06.-01.07.94, Tagungsbericht, Band 1,
S. 826-833

- /3/ W.A. Brocke, H. Barthels
Simulation and Design of the Energy Management System for the Jülich Solar-
Hydrogen Plant
ISES Solar World Congress 1993, Budapest/Hungaria, Proceedings vol.2,
pp 431-436

- /4/ P. Ritzenhoff
Erstellung eines Modells zur Simulation der Solarstrahlung auf beliebig orientierte
Flächen und deren Trennung in Diffus- und Direktstrahlung
Jül 2600, März 1992, ISSN 0366-0885

- /5/ J. Mergel, H. Barthels
Auslegung, Bau und Inbetriebnahme eines 26 kW-Wasserelektrolyseurs
fortgeschrittener Technik für den Solarbetrieb
9. Intern. Sonnenforum, Stuttgart 28.06.-01.07.94, Tagungsbericht, Band 2,
S. 1699-1706

- /6/ H. Barthels, W.A. Brocke, H.G. Groehn, P. Ritzenhoff
Realized Design of an Autonomous Solar Electric Energy Supply
ISES Solar World Congress 1993, Budapest/Hungaria, Proceedings, vol.2,
pp 425-430

- /7/ R. Bongartz, W. Jahn, J. Marx
Zuverlässigkeits- und Risikountersuchung der Photovoltaik-Wasserstoff-
Brennstoffzellen Anlage PHOEBUS
Jül 3176, Jan. 1996

Abb.1 Autonome elektrische Versorgung mit dem regenerativen System Photovoltaik (PV), Elektrolyse (EL), Wasserstoffspeicher (H_2) und Brennstoffzelle (BZ) PHOEBUS-Jülich

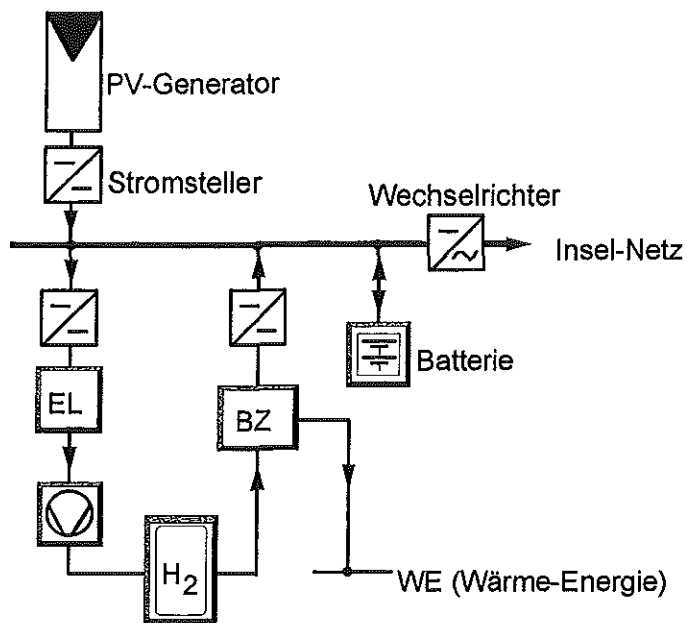
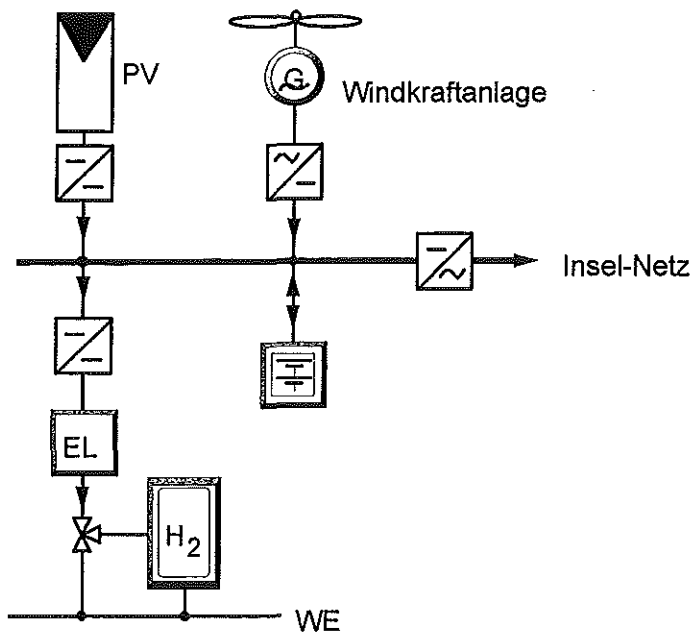


Abb.2 Autonome elektrische Versorgung mit dem regenerativen Hybridsystem PV-Generator - Windkonverter und Nutzung der Überschüsse zur Kraft-Wärme-Kopplung.



Photovoltaik (312 m² ; 280 MWh/a solar)

Verbraucher 0,61

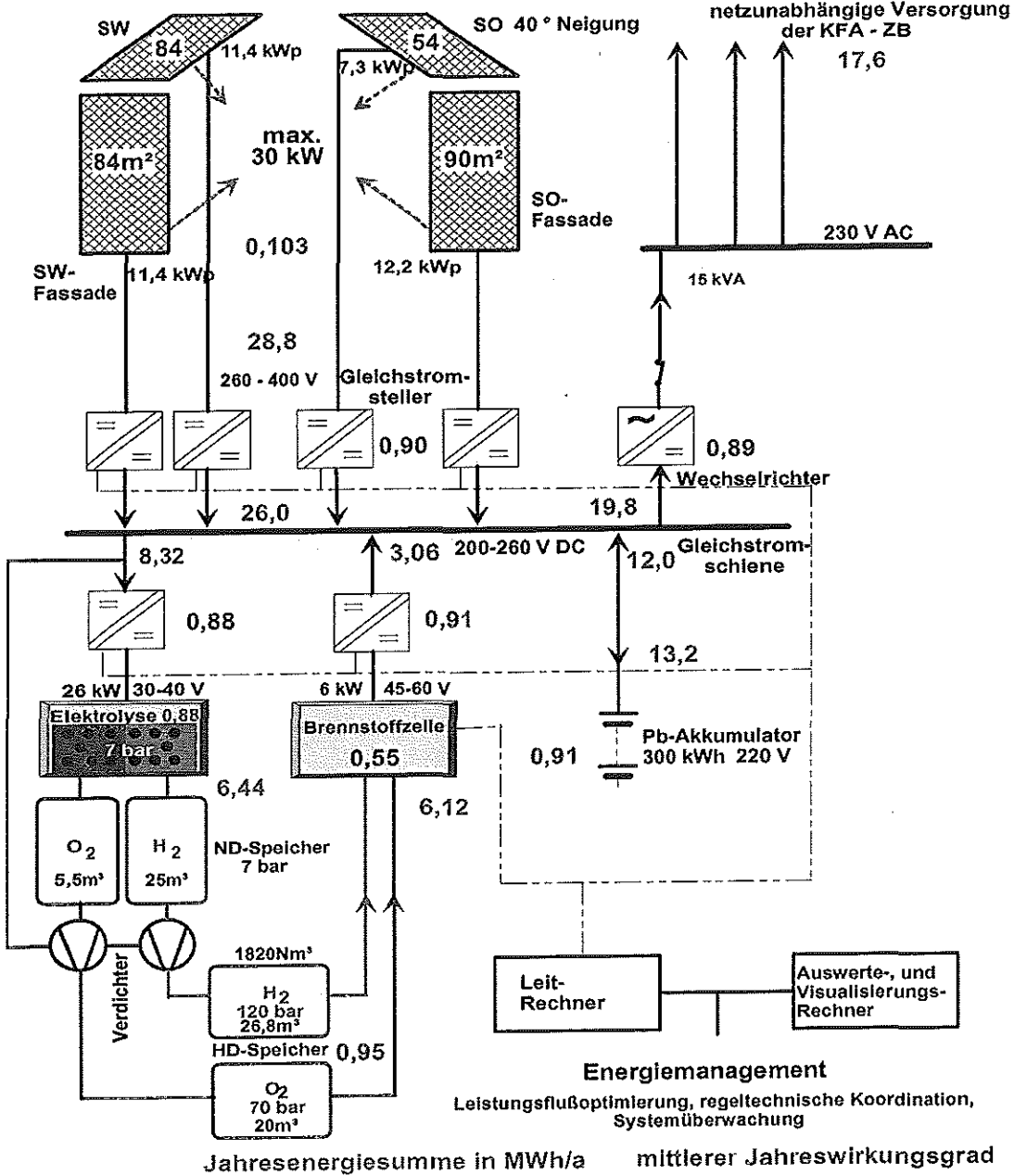


Abb.3 Die systemtechnische Konfiguration der PHOEBUS-Anlage.

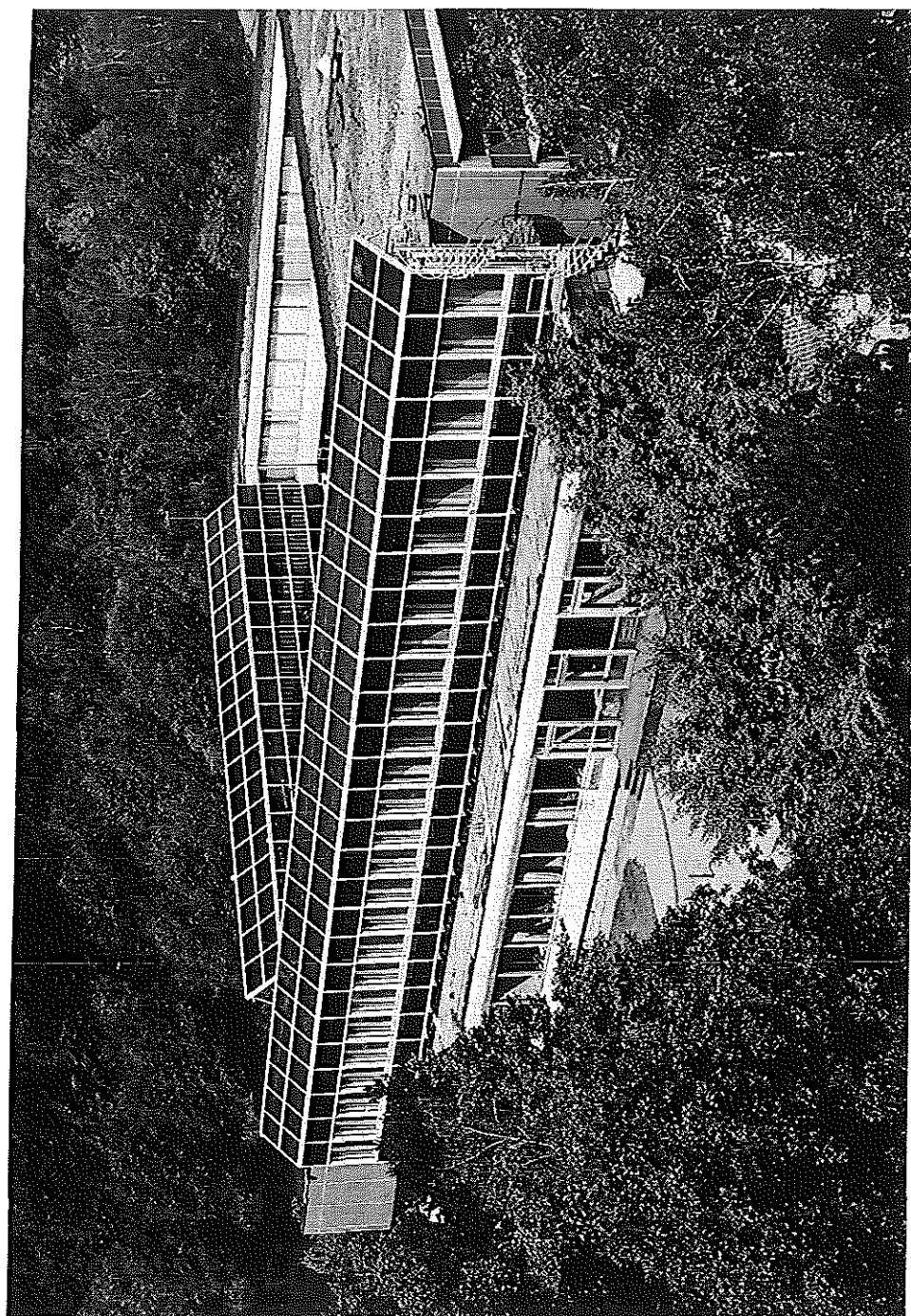


Abb. 4 Die vier Photovoltaik-Generatorfelder (312 m², 43 KWp) an der Zentralbibliothek der KFA.

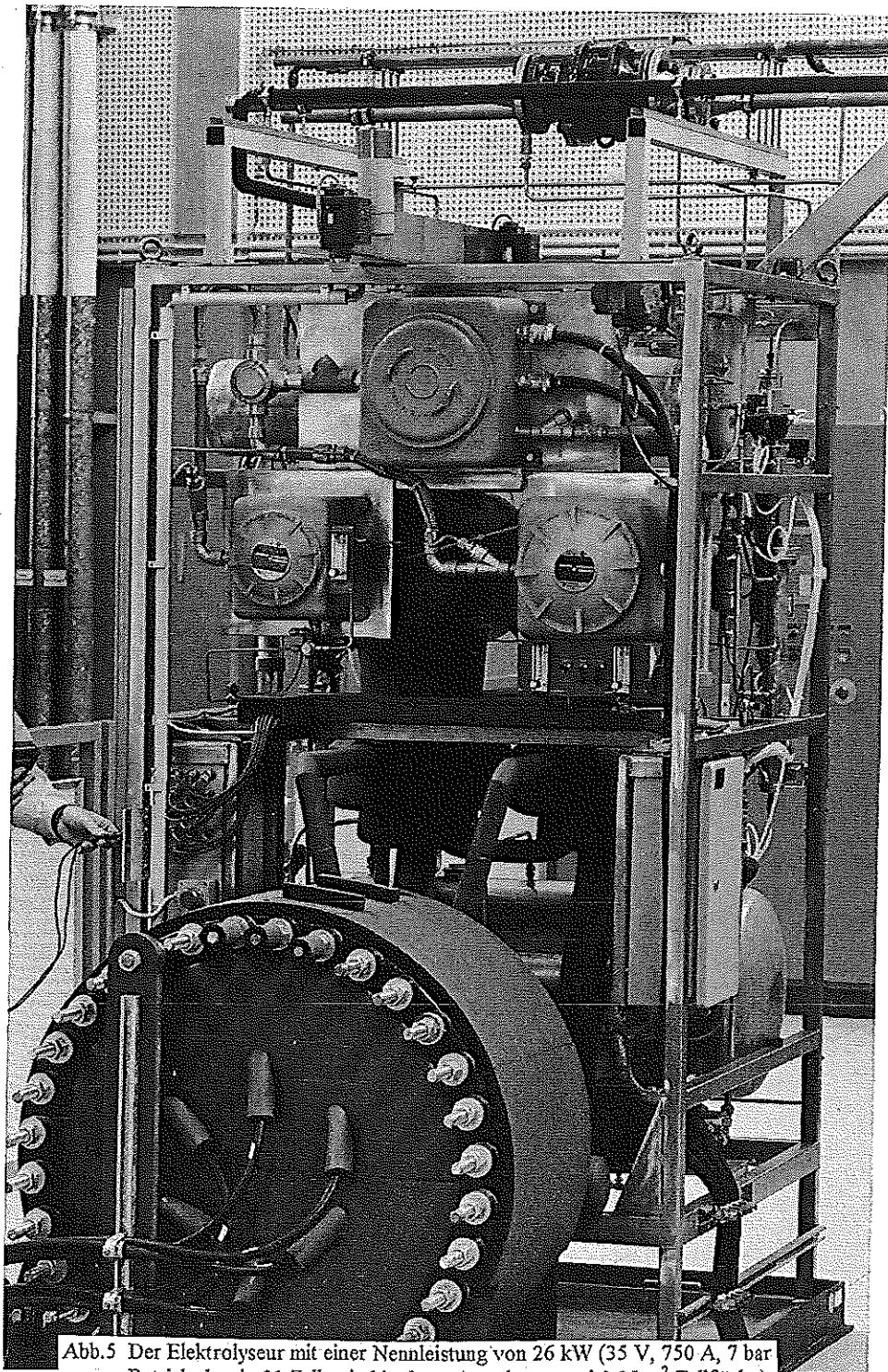


Abb.5 Der Elektrolyseur mit einer Nennleistung von 26 kW (35 V, 750 A, 7 bar Betriebsdruck, 21 Zellen in bipolarer Anordnung und 0,25 m² Zellfläche)

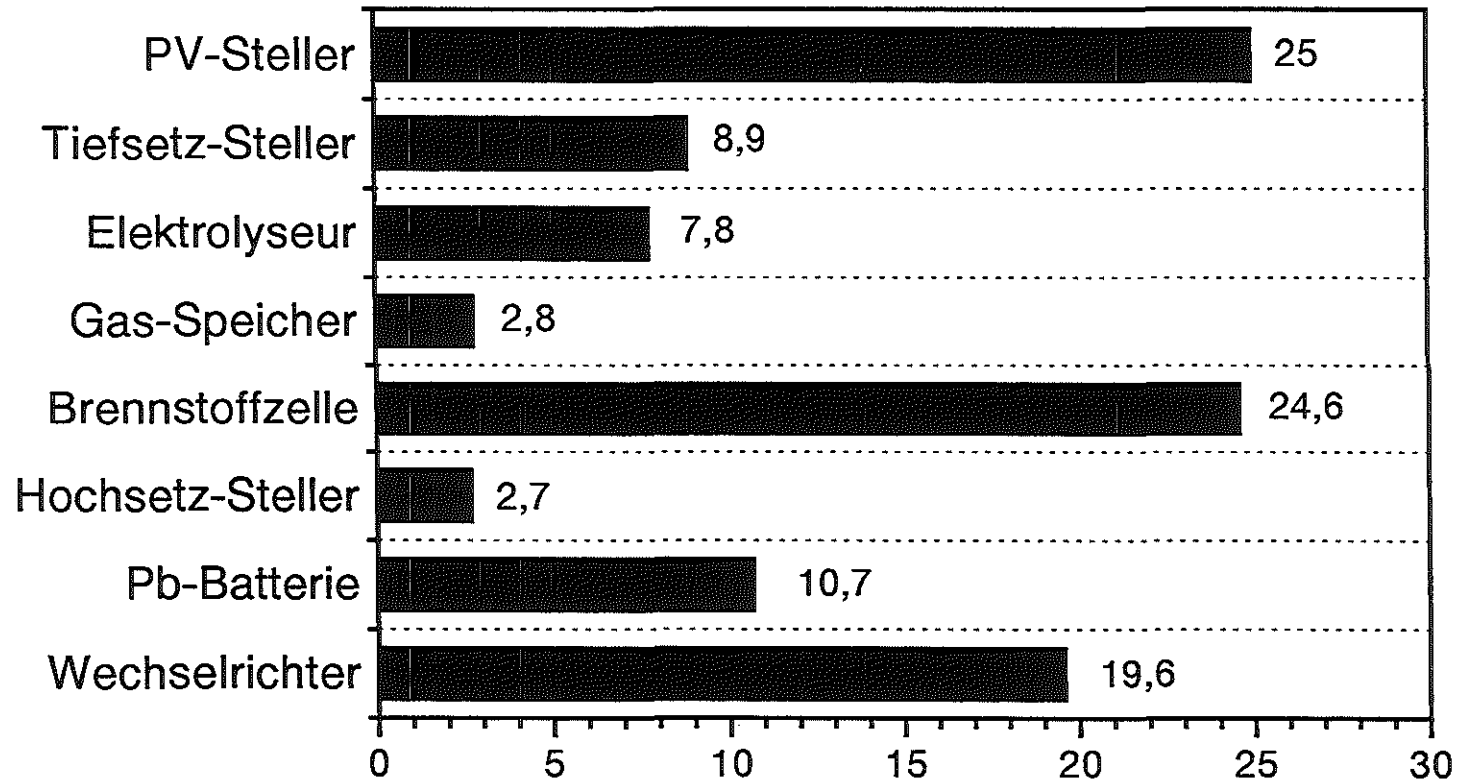


Abb.6 Die relativen Energiewandlungsverluste in den Anlagenkomponenten bezogen auf den Gesamtverlust von 11,2 MWh/a.

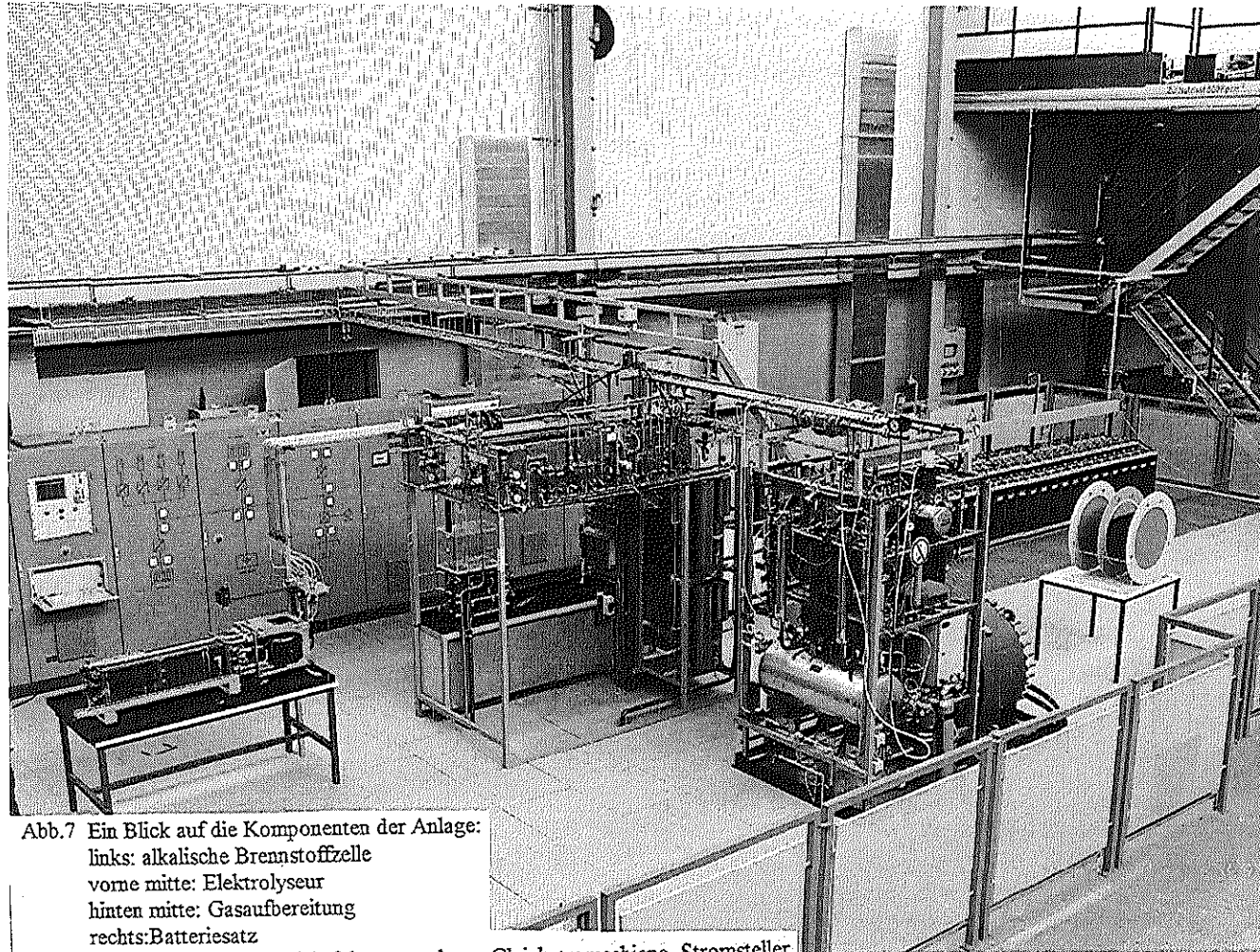


Abb.7 Ein Blick auf die Komponenten der Anlage:
links: alkalische Brennstoffzelle
vorne mitte: Elektrolyseur
hinten mitte: Gasaufbereitung
rechts: Batteriesatz
in den Schränken: Betriebsführungsrechner, Gleichstromschiene, Stromsteller.

GEW-Strategie für eine energiesparende und umweltschonende Energieversorgung Kölns

Dipl.-Ing. Karl Fr. Pallaske

Gas-, Elektrizitäts- und Wasserwerke (GEW) Köln AG

Parkgürtel 24

50823 Köln

1. Das energiepolitische Umfeld

Kommunale Energieversorgungsunternehmen sind sowohl von den politischen Rahmenbedingungen auf europäischer Ebene und auf Bundesebene betroffen als auch von der Gesetzgebung auf Länderebene, und sie sind schließlich auch noch eingebunden in die gemeindliche Politik vor Ort. Teilweise abweichende und auch gegensätzliche Anforderungen erschweren unternehmerisches Handeln im Spannungsfeld dieser vier politischen Ebenen.

So werden die sich konkretisierenden Liberalisierungsbestrebungen für die Märkte der leitungsgebundenen Energieträger Strom und Gas auf europäischer und nationaler Ebene zu gravierenden Änderungen führen. Die EU-Energie- und Wirtschaftsminister haben sich auf ihrer Sitzung am 20.06.1996 auf "gemeinsame Regeln für den Strombinnenmarkt" geeinigt; diese sind am 25.07.1996 vom EU-Ministerrat verabschiedet worden und müssen nun noch vom Europäischen Parlament beschlossen werden; sie sollen ab 01.01.1997 in Kraft treten. Hierin wird u. a. die Zugangsberechtigung zum Strommarkt definiert und der späteste Termin zur Umsetzung der Richtlinie in den Mitgliedsstaaten festgelegt (01.01.1999).

Auf nationaler Ebene hat das Bundeswirtschaftsministerium einen überarbeiteten Entwurf des Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts am 01.07.1996 vorgelegt. Durch dieses sog. Artikelgesetz wird das Energiewirtschaftsgesetz und das Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkung maßgeblich geändert: Abschaffung der Gebietsmonopole, Recht auf freien Leitungsbau sowie verbesserte Durchleitungsmöglichkeiten sollen den Wettbewerb beleben. Mit

der Aufnahme des Ziels der Umweltverträglichkeit in das Energiewirtschaftsgesetz (neben den Zielen Sicherheit und Preisgünstigkeit) sind bei verschärftem Wettbewerb die dann auftretenden Zielkonflikte schon vorprogrammiert.

Mit zunehmender Wettbewerbsintensität und dem Auftreten neuer Konkurrenten muß es kommunalen Energieversorgern möglich sein, auf neuen Geschäftsfeldern und auch außerhalb ihres Versorgungsgebietes tätig zu werden. Doch hier stößt man zur Zeit auf die restriktiven Verordnungen auf Länderebene. So ist nach der Gemeindeordnung NRW ein solches Tätigwerden ausdrücklich ausgeschlossen.

Vor Ort erwarten die Kommunen als Eigener der Versorgungsunternehmen einerseits eine angemessene Verzinsung ihres eingesetzten Kapitals, andererseits werden Forderungen erhoben, die zwar unter Umweltgesichtspunkten wünschenswert sind, sich aber wirtschaftlich nicht darstellen lassen. In solche Abwägungsprozesse sind die Unternehmen vor Ort ständig involviert.

Bevor diese Thematik des energiepolitischen Umfeldes und der neuen Anforderungen an die kommunalen EVU weiter diskutiert wird, soll zunächst aufgezeigt werden, in welchem Maße Energieeinsparung und Umweltentlastung in Köln bisher realisiert werden konnten bzw. sich weiter entwickeln werden.

2. Bisherige Entwicklung der Energieeinsparung und Umweltentlastung in Köln

Durch den Aufbau der GEW-Heizkraftwirtschaft zur Fernwärme- und Industriedampfversorgung Anfang der sechziger Jahre und der Einführung des Erdgases Ende der sechziger Jahre wurden die Grundlagen zur energiesparenden und umweltschonenden Energieversorgung in Köln gelegt. In mehreren Stufen wurden seit Ende der siebziger Jahre entsprechende Energiekonzepte entwickelt; Mitte der achtziger Jahre wurde dann ein umfassendes Konzept unter Beteiligung der Stadt Köln, des Querverbundunternehmens GEW und der beiden auf Kölner Stadtgebiet tätigen Gasversorgungsunternehmen (Rechtsrheinische Gas- und Wasserversorgung AG, Gasversorgungsgesellschaft mbH Rhein-Erft) erstellt: "Energie für Köln, Rahmenkonzept einer energiesparenden und umweltschonenden Wärmeversorgung".

In diesem Konzept wird aufgezeigt, wie und in welchem Umfang die zukünftige Entwicklung zur weiteren Energieeinsparung und Umweltentlastung im Wärmemarkt in Köln für den Planungszeitraum 1984 - 2000 positiv gestaltet werden kann. Zur Umsetzung des Konzeptes haben zwischenzeitlich sowohl die EVU als auch die Stadt Köln große Anstrengungen unternommen. So haben die drei Energieversorgungsunternehmen allein in den letzten 11 Jahren (1984 - 1995) für den konsequenten Ausbau der Erdgas- und Fernwärmeversorgung Investitionen in Höhe von 840 Mio DM getätigt.

Entsprechend konnte der Anteil der leitungsgebundenen Energieträger an der Deckung des für Raumwärmezwecke benötigten Endenergiebedarfs der Verbrauchergruppe Haushalte und Kleinverbraucher von 51,5 % im Jahre 1984 auf 77,3 % im Jahre 1995 gesteigert werden (siehe Bild 1).

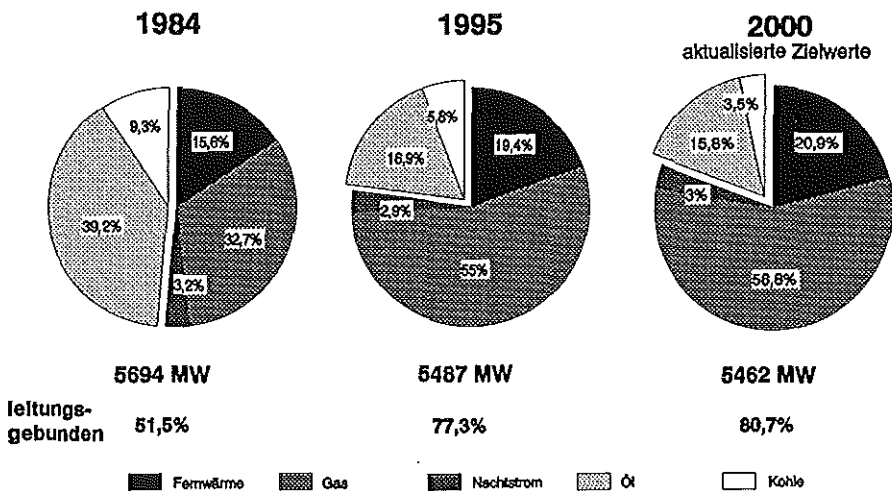


Bild 1: Anteile der Energieträger an der Deckung des Raumwärmebedarfs für Haushalte, öffentliche Gebäude und Kleingewerbe in Köln 1984, 1995 und 2000

Eine besondere Bedeutung kommt der leitungsgebundenen Energieversorgung in der Kölner Innenstadt (Stadtbezirk 1) zu. Auf diese konzentriert sich ca. ein Fünftel des Raumwärmebe-

darfes der Haushalte und Kleinverbraucher von Köln. Im Jahre 1984 betrug hier bereits der Anteil der leitungsgebundenen Energieträger am Raumwärmemarkt 60,3 %. Bis zum Jahr 1995 konnte dieser Anteil auf 81,6 % gesteigert werden.

Mit Abstand dominierender Energieträger zur Wärmeversorgung im Stadtbezirk 1 ist die Fernwärme mit einem im Jahr 1995 erreichten Anteil von 51,6 % (siehe Bild 2). Bis zum Jahre 2000 werden nach dem heutigen Planungsstand die leitungsgebundenen Energieträger in der Innenstadt einen Anteil von 89,8 % an der Raumwärmebedarfsdeckung erreichen. Der Zielwert für die Fernwärme beträgt 60,5 %.

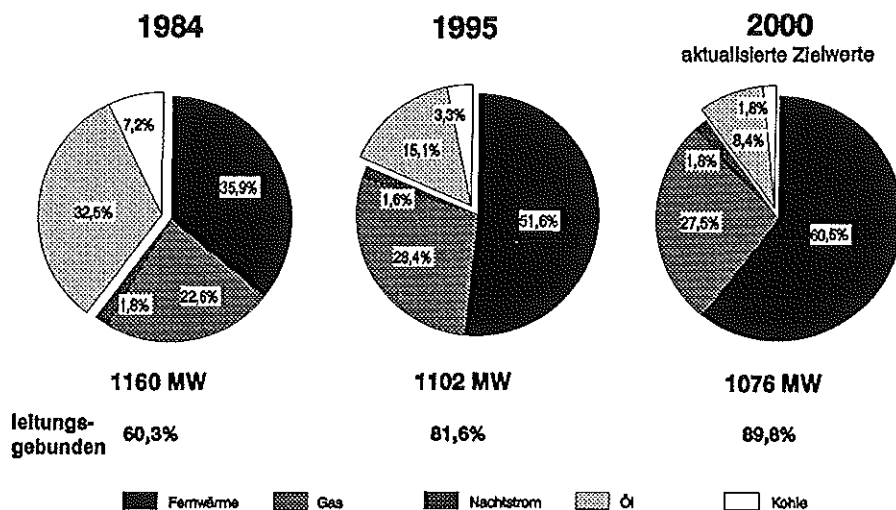


Bild 2: Anteile der Energieträger an der Deckung des Raumwärmebedarfs in der Kölner Innenstadt (Stadtbezirk 1) 1984, 1995 und 2000 für Haushalte, öffentliche Gebäude und Kleingewerbe

Faßt man den gesamten in Köln zur Wärmebereitstellung benötigten Endenergieverbrauch (inklusive Industrie) zusammen, so zeigt sich, daß zum einen der Endenergieverbrauch von 1984 bis 1995 um 20,1 % reduziert und zum anderen der Anteil der leitungsgebundenen Wärmeversorgung auf 60,9 % gesteigert werden konnte (s. Bild 3).

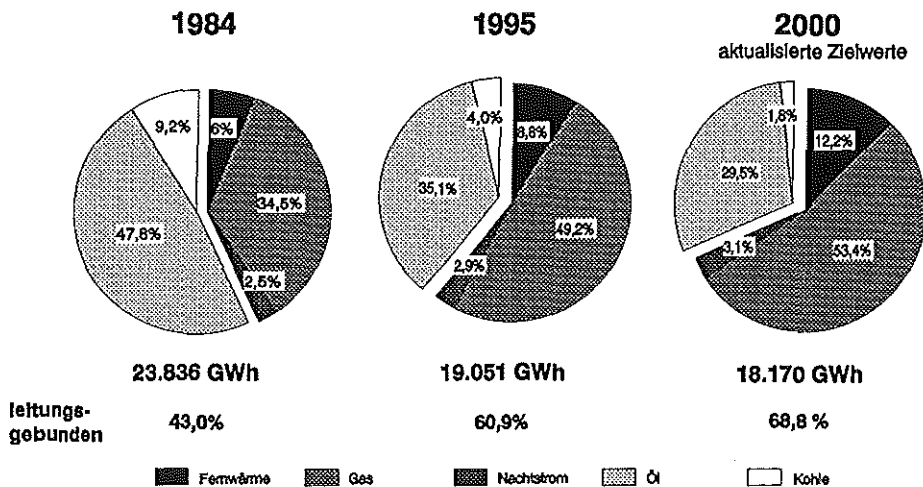


Bild 3: Anteile der Energieträger am Endenergieverbrauch für Wärmezwecke in Köln 1984, 1995 und 2000

Die Substitution von Kohle und Öl durch die leitungsggebundenen Energieträger Erdgas und Fernwärme, die bei den Verbrauchern durchgeführten Energieeinsparmaßnahmen sowie die Umstrukturierungen im industriellen Bereich haben zu dem zuvor ausgewiesenen Rückgang des gesamten Endenergieverbrauchs für Wärmezwecke in Köln geführt. Entsprechend dem verminderten Energieeinsatz sanken von 1984 bis 1995 die Schadstoffemissionen wie folgt:

Schwefeldioxid	(SO ₂)	- 67,2 %
Stickstoffoxid	(NO _x)	- 50,4 %
Kohlendioxid	(CO ₂)	- 25,3 %

Damit sind in Köln die mit der Wärmebereitstellung verbundenen CO₂-Emissionen in den letzten 11 Jahren (1984 - 1995) in dem Maße reduziert worden, wie es von der Bundesregierung als Gesamt-Reduktionsziel für die alten Bundesländer im Zeitraum von 1987 bis 2005 gefordert wird.

3. Zukünftige CO₂-Minderung in Köln

Die bisher behandelten Untersuchungsergebnisse gemäß Rahmenkonzept bezogen sich auf den für die Wärmebereitstellung erforderlichen Energieeinsatz bzw. die hiermit verbundenen Emis-

sionen. Um die Energie-/Umweltbilanz für Köln zu vervollständigen, wurde 1991 ein Ingenieurbüro beauftragt (IC-Consult, Aachen/ Berlin), die fehlenden Bereiche Verkehr und Strombeschaffung (inklusive Fremdbezug) gutachterlich zu untersuchen und mit einzubeziehen. Gleichzeitig wurde der Prognosezeitraum bis zum Jahre 2005 ausgedehnt, damit die Ergebnisse mit den Minderungszielen der Bundesregierung verglichen werden können.

Bei der Betrachtung der so ermittelten gesamten CO₂-Emissionen in Köln zeigt sich zunächst in der Rückschau (siehe Bild 4), daß sich die strombedingten CO₂-Emissionen (einschließlich Fremdstrombezug) in den letzten elf Jahren mit leichten Schwankungen auf gleichem Niveau bewegen, aber die verkehrsbedingten Emissionen stetig gestiegen sind. Allein der Rückgang im Bereich der Wärme von 25,3 % im Zeitraum von 1984 bis 1995 bewirkt somit eine Reduzierung aller energiebedingter CO₂-Emissionen von 9,3 % in Köln.

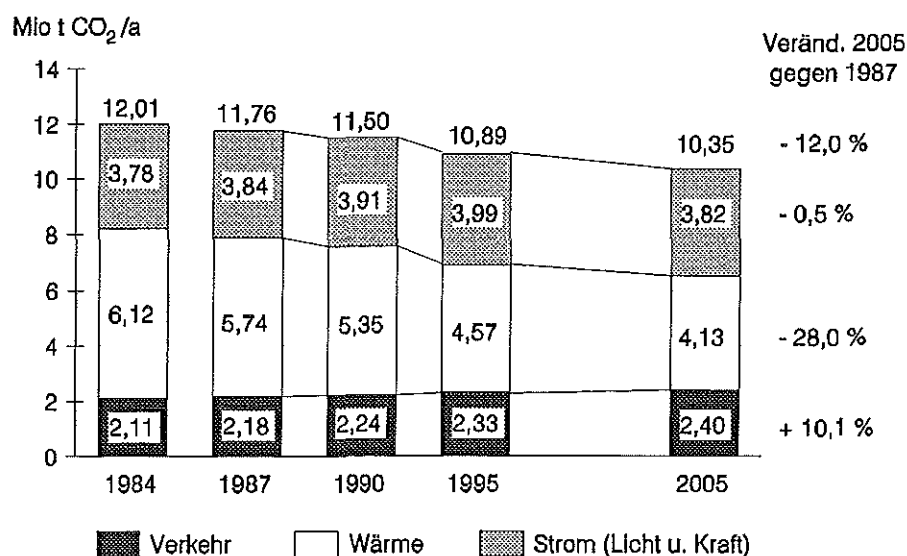


Bild 4: Entwicklung der CO₂-Emissionen in Köln 1984 - 2005 nach Anwendungsarten

Die Zukunft wird geprägt sein durch die weitere konsequente Umsetzung des Rahmenkonzeptes "Energie für Köln" mit einer Vielzahl von Maßnahmen und Projekten, auf die an späterer Stelle noch eingegangen wird.

Hierdurch werden mit der Wärmebereitstellung verbundene CO₂-Emissionen in Köln bis zum Jahre 2005 auf 4,13 Mio t sinken; dies entspricht einer Reduzierung von 28,0 % gegenüber 1987, so daß das Minderungsziel der Bundesregierung von 25 % in diesem Teilbereich erfüllt wird. In Verbindung mit dem Strombereich (- 0,5 %) und dem Verkehrsbereich (+ 10,1 %) ergibt sich jedoch nur eine Reduktion von insgesamt 12,0 %.

Zur weiteren nachhaltigen Senkung der CO₂-Emissionen im Strombereich sind die Planungen zur Erneuerung der GEW-Heizkraftwerke in neuer Technik (Gas- und Dampfturbinen-Heizkraftwerke) angelaufen. Die Umrüstung der Anlagen wird im Jahre 2010 abgeschlossen sein. Durch entsprechende Wirkungsgradsteigerungen werden dann die CO₂-Emissionen der GEW-Stromeigenerzeugung um rd. 30 % reduziert sein.

Ein weiteres maßgebliches CO₂-Senkungspotential liegt in der Erneuerung der Braun- und Steinkohlekraftwerke des Stromvorlieferanten. In welchem Umfang z. B. bis zum Jahre 2010 die vorgesehene Erneuerung mit entsprechend höheren Wirkungsgraden realisiert wird, kann unsererseits nicht beurteilt werden. Auf jeden Fall werden nach Erneuerung der heutigen Kraftwerksgeneration dort ebenfalls CO₂-Minderungen in der Größenordnung von 25 % - 30 % realisiert werden. Nach Abschluß dieses Prozesses bedeutet dies dann für Köln, daß die strombedingten CO₂-Emissionen insgesamt gegenüber 1987 auch um rd. 25 % - 30 % gesunken sein werden.

4. Zukünftige Ausrichtung des Unternehmens

Die aufgezeigten Erfolge in der Vergangenheit und die erwarteten Zukunftsentwicklungen wurden bzw. werden neben der Weiterentwicklung des "Kerngeschäfts" durch eine Vielzahl flankierender Projekte und Maßnahmen ergänzt. Beispielhaft seien hier genannt:

- Das Dienstleistungspaket "Saubere Lösung" der GEW bietet für Kölner Bürger in Zusammenarbeit mit örtlichen Heizungsfachfirmen neben einer qualifizierten Beratung die komplette Betreuung und Überwachung der Umstellungs- und Erneuerungsarbeiten auf Gas oder Fernwärme, bis hin zur Abnahme der fertigen Anlage sowie einer Finanzierungshilfe.
- Mit dem Nahwärme-Dienstleistungspaket für Büro-, Gewerbe- und größere Wohngebäude bietet GEW im Kölner Stadtgebiet eine Energiedienstleistung an, die von der Planung einer wirtschaftlichen Wärmeerzeugung über die Investitionen für Kessel, Nebenanlagen und Wärmezähler bis hin zu Betrieb, Wartung, Instandhaltung, Wärme- und Warmwasserzählung, Heizkostenabrechnung mit den Mietern und Inkasso sämtliche Leistungen umfaßt. Veralterte Anlagen mit ungünstiger Energieverbrauchs- und Emissionsbilanz werden hierbei durch moderne Heizungstechnik ersetzt.
- Zur optimalen leitungsgebundenen Versorgung begrenzter, zusammenhängender Gebiete erstellt GEW teilräumige Energieversorgungskonzepte. Hervorzuheben ist in diesem Zusammenhang eine Studie für das Neubauvorhaben "Kreuzfeld", die der Stadt im Okt. 1995 überreicht wurde. Neben der Wärmebereitstellung über Erdgas, Nah- oder Fernwärme berücksichtigt GEW dabei auch die Möglichkeiten der Versorgung aus dezentralen BHKW.
- Im Rahmen des sogenannten Heizölsubstitutionsprogramms werden von GEW, RGW und GVG veraltete Heizungsanlagen städtischer Gebäude auf Erdgas oder Fernwärme umgestellt. Die Heizungsumstellung wird durch die Energieversorgungsunternehmen finanziert. Die Refinanzierung erfolgt durch einen Zuschlag auf den Wärmepreis unter Berücksichtigung der mit der Umstellung verbundenen Energiekosteneinsparung.
- Dieses Prinzip des Einspar-Contractings verfolgt GEW ebenfalls in einem kürzlich erweiterten Angebot an die Stadt Köln, im städtischen Gebäudebe-

stand zusätzliche Energieeinsparungen und die damit verbundenen CO₂-Reduktionspotentiale zu erschließen. Analog zum Heizölsubstitutionsprogramm soll die Refinanzierung aus den erreichten Energieeinsparungen erfolgen.

- Die Energieversorgungsunternehmen entwickeln Contracting-Konzepte fallweise auch im industriellen und gewerblichen Bereich. Bundesweit einzigartig ist hier der im Dezember 1995 geschlossene Wärmelieferungsvertrag zwischen GEW und der Ford Werke AG. Durch die Umstellung der bisherigen Wärmeerzeugung in den werkseigenen Kesselhäusern des Automobilherstellers auf die Wärmeversorgung aus KraftWärme-Kopplungsanlagen wird der CO₂-Ausstoß von ca. 160 000 Tonnen auf ca. 70 000 Tonnen pro Jahr gesenkt.
- Im Rahmen des "Least-Cost-Planning" (LCP) wird u. a. die Umstellung Direktstromheizungen auf Erdgas oder Fernwärme von GEW gefördert.
- In seinen Kunden- und Kommunikationszentren und durch wechselnde Ausstellungen und Veranstaltungen sucht GEW den Kundenkontakt. Umfangreiche Informations- und Beratungsangebote leisten hier einen wichtigen Beitrag zur rationellen Energieverwendung. Hervorzuheben ist hier die 1995 erfolgte Einrichtung des neuen Kommunikationszentrums "GEW-Treffpunkt" im Media-Park.
- Als Maßnahmen, die den Bereich regenerative Energien und neue Energietechniken betreffen, sind vor allem die GEW-Förderprogramme und Demonstrationsprojekte für Solarthermie und Photovoltaik, der Betrieb einer Windkraftanlage auf dem Betriebsgelände von GEW, eine Demonstrationsanlage zur transparenten Wärmedämmung (TWD), die Erprobung von Elektro-Autos und erdgasbetriebenen Fahrzeugen sowie die Erstellung einer Machbarkeitsstudie für eine 1,5 MW-Brennstoffzelle für den Standort Köln-Merheim hervorzuheben.

Abgerundet werden diese Projekte/Maßnahmen durch weitere Initiativen, die dem Umweltschutz bei den Energieversorgungsunternehmen einen weiter wachsenden Stellenwert sichern. Nachdem bei GEW bereits im Jahr 1994 ein Umweltmanagementsystem und Umweltschutzleitlinien eingeführt worden waren, wurde für den Standort Heizkraftwerk Niehl 1995 ein "Öko-Audit" durchgeführt; hierüber wird im nächsten Vortrag eingehend berichtet. Im Juni 1996 wurde dann erstmals ein spartenübergreifender Rechenschaftsbericht über die Umweltschutzaktivitäten bei GEW vorgelegt. Dieser Umweltbericht, der sowohl die Umweltbelastungen als auch die getroffenen Umweltschutzmaßnahmen darstellt, soll in Zukunft jährlich fortgeschrieben werden.

Insgesamt wird aus den bisherigen Darstellungen zweierlei deutlich: Einerseits ist unverkennbar, daß schon in der Vergangenheit erhebliche Erfolge im Bereich der Energieeinsparung und Umweltentlastung erzielt werden konnten, zum Teil bevor diese explizit von der Politik formuliert wurden. Andererseits wird es aufgrund der auf europäischer und nationaler Ebene vorangetriebenen Entwicklungen zu einem gravierenden Wandel im wettbewerblichen Umfeld der EVU kommen, der die Energieversorgungsunternehmen vor neue Herausforderungen stellt: Nur flexible und leistungsfähige EVU werden diesen Anforderungen gewachsen sein.

Zur Leistungsfähigkeit gehört insbesondere, die Kundenansprüche umfassend und preisgünstig zu erfüllen. Bei GEW ist deshalb bereits vor vier Jahren ein Umstrukturierungsprozeß mit verstärkter Ausrichtung auf den Kunden eingeleitet worden mit strikter Prozeßorientierung, flacherer Organisationshierarchie sowie umfangreichen Kostensenkungs- und Personalanpassungsprogrammen. Dies gilt gleichermaßen für die Kernprozesse wie auch für die internen Serviceprozesse. Dieses umfassende Programm "GEW 2000" soll Ende des Jahrzehnts abgeschlossen sein.

Neben der Neustrukturierung des Unternehmens nach innen mit dem Ziel der Kosteneffizienz müssen nach außen neue Serviceleistungen angeboten werden bzw. neue Geschäftsfelder erschlossen werden, damit ein Ausgleich geschaffen wird für den tendenziell stagnierenden bzw. sogar sinkenden Energie- und Wasserabsatz. Als Beispiel für die Ausweitung der Geschäftstätigkeit sei hier der 1994 erfolgte Einstieg in den Telekommunikationsmarkt durch Gründung der Tochterfirma "NetCologne" genannt.

Kosteneffizienz und Diversifizierung sind die Grundlagen für kommunale EVU, um in Zukunft im Wettbewerb zu bestehen. Weitere bzw. verstärkte Energieeinsparungen und Umweltentlastungen werden allerdings beträchtliche Aufwendungen erfordern, deren Realisierung in einem liberalisierten Energiemarkt mit tendenziell sinkenden Wirtschaftlichkeitsgrenzen für solche Projekte je nach divergierender Zielsetzung Wettbewerb/Umweltschutz zu Problemen führen kann.

Szenarien zur Minderung energiebedingter Klimagasemissionen in Deutschland*

Kuckshinrichs, W., Hake, J.-Fr.
Programmgruppe Systemforschung und
Technologische Entwicklung (STE)
Forschungszentrum Jülich GmbH
52425 Jülich

1. Einleitung

Klimaforscher weisen seit längerer Zeit auf den *anthropogenen Treibhauseffekt* hin. Sie beschreiben damit Veränderungen in der chemischen Zusammensetzung der Erdatmosphäre, die durch menschliches Handeln verursacht werden und sich auf das Klima der Erde auswirken. Als *Klimagase*, die den natürlichen Treibhauseffekt direkt verstärken, gelten Kohlendioxid (CO_2), Methan (CH_4) und Distickstoffoxid (N_2O) /Graßl 1995, Joos 1995/.

Kohlendioxid trug in den 80er Jahren etwa zur Hälfte zum anthropogenen Treibhauseffekt bei. Es entsteht im wesentlichen bei der Energienutzung durch die Verbrennung fossiler Energieträger. In Deutschland wurden im Jahr 1990 1031 Mio. t CO_2 emittiert, davon waren 1003 Mio. t energiebedingt. Es entfielen 42 % auf die Energieumwandlung, 20 % auf Kleinverbrauch und Haushalte, 18 % auf Verkehr, 16 % auf Industrie, 2 % auf Land- und Forstwirtschaft sowie 2 % auf nicht energiebedingte Emissionen /Enquete 1995, S. 124/. Von 1990 bis 1994 waren die energiebedingten CO_2 -Emissionen rückläufig; sie betrugen noch 891 Mio. t, der Anteil der neuen Bundesländer daran lag bei 170 Mio. t. Ein Blick auf die spezifischen Emissionen in Tabelle 1 - unterteilt nach alten (ABL) und neuen Bundesländern (NBL) - zeigt, daß trotz des bereits stattgefundenen Strukturwandels in den neuen

* Manuskript eines Vortrages für die Jahrestagung der DPG, AK Energie, Jena, 12. März 1996 und die Jahrestagung der Hermann von Helmholtz-Gemeinschaft Deutscher Forschungszentren, Bonn, 14. März 1996.

(NBL) - zeigt, daß trotz des bereits stattgefundenen Strukturwandels in den neuen Bundesländern weitere Veränderungen zu erwarten sind. Während bei spezifischer Wirtschaftskraft (BIP/cap) und Energieintensität (PEV/cap und PEV/BIP) noch deutliche Unterschiede bestehen, wird pro Kopf dieselbe Menge CO₂ emittiert. Ursache hierfür ist im wesentlichen die dominierende Rolle der Braunkohle in der Energieversorgung der neuen Bundesländer. Ihr Anteil ist seit 1990 zwar ebenfalls rückläufig, beträgt aber z. Z. immer noch 44,5 % /*BMWi 1995a*/.

1994		Gesamt	ABL	NBL
BIP/cap	DM	36423	41169	16404
PEV/cap	GJ	172,05	181,05	134,10
CO ₂ /cap	t	10,95	10,96	10,90
PEV/BIP	GJ/1000 DM	4,72	4,40	8,18
CO ₂ /BIP	t/1000 DM	0,30	0,27	0,66

Quelle: *EnergieDaten '95*

Tab. 1: Spezifische Wirtschaftskraft, Energieintensität und CO₂-Emissionen in Deutschland

Methan trug in den 80er Jahren mit 13 % zum Treibhauseffekt bei. Die Emissionen in Deutschland betrugen im Jahr 1990 6 Mio. t. Verursacher waren zu 37 % die Abfallwirtschaft und zu 34 % die Landwirtschaft; 25 % entstanden bei der Gewinnung und Verteilung von fossilen Brennstoffen /*Enquete 1995, S. 139*/.

Distickstoffoxid trug in den 80er Jahren mit 5 % zum Treibhauseffekt bei. Es entsteht im wesentlichen durch Industrieprozesse und in der Landwirtschaft. Im Jahr 1990 wurde in Deutschland eine Gesamtmenge von 0,22 Mio. t emittiert, daran hatten die Industrie (Herstellung von Adipinsäure und Salpetersäure) einen Anteil von 45 %, die Landwirtschaft von 34 %, die Energieumwandlung von 6 % und der Straßenverkehr von 4 % /*Enquete 1995, S. 139*/.

Man kann die Beiträge unterschiedlicher Klimagase zum Treibhauseffekt vergleichen, in dem man sie auf ein Referenzgas bezieht. Das Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) hat dafür Kohlendioxid ausgewählt. Mit Hilfe des relativen Global Warming Potentials (GWP) kann man auf Massensbasis die Beiträge zum anthropogenen Treibhauseffekt als CO₂-Äquivalent berechnen. Nimmt man einen Zeithorizont für die Verweilzeit in der Atmosphäre von 100 Jahren an, so gilt für Methan $GWP_{100}(CH_4) = 11$ und Distickstoffoxid $GWP_{100}(N_2O) = 270$. Tabelle 2 zeigt zum einen die - auch

unter Berücksichtigung der GWPs - dominierende Rolle von CO₂ und zum anderen die Bedeutung anderer Sektoren, wenn man über CO₂ hinausgeht /*Enquete 1995, S. 34, S. 124, S. 140*/.

Mio. t	CO ₂	CH ₄	CH ₄	N ₂ O	N ₂ O
GWP	1	11		270	
Umwandlung	437	0,132	0,012	3,510	0,013
Verarbeitendes Gewerbe	169	0,275	0,025	1,890	0,007
Kleinverbraucher (und)	76				
Haushalte	129	1,760	0,160	1,620	0,006
Verkehr	183	0,572	0,052	2,430	0,009
sonstige	9	16,500	1,500	0,000	0,000
Summe-Energie	1003	19,250	1,750	9,450	0,035
Industrieprozesse	28	0,110	0,010	28,620	0,106
Landwirtschaft		22,550	2,050	20,250	0,075
Abfallwirtschaft		24,200	2,200	1,080	0,004
Summe	1031	66,000	6,000	59,400	0,220

Quelle: *Enquete 1995*

Tab. 2: Klimagasemissionen im Jahr 1990 in Deutschland nach verursachenden Bereichen

2. Maßnahmen und Instrumente

Beim Treibhauseffekt handelt es sich um ein Problem mit globalen Auswirkungen. Es gibt daher ausgehend von der *Konferenz der Vereinten Nationen für Umwelt und Entwicklung* im Juni 1992 in Rio de Janeiro (Rio-Konferenz) eine Intensivierung der politischen Bestrebungen, eine abgestimmte Vorgehensweise zum Schutz der Erdatmosphäre zu bewirken. Die *Klimarahmenkonvention* regelt, daß die beigetretenen Staaten regelmäßig einen Bericht über ihre Emissionen von Treibhausgasen sowie über die von ihnen eingeleiteten Maßnahmen zum Klimaschutz vorlegen. Die Konvention ist am 21. März 1994 in Kraft getreten, nachdem das Quorum von 50 Ratifikationen am 21. Dezember 1993 erreicht war. Inzwischen - Stand Februar 1996 - liegen Ratifikationen von 154 Staaten und der EU vor. Die erste *Konferenz der Vertragsstaaten* fand im März 1995 in Berlin statt.

Angeichts der dominierenden Rolle der CO₂-Emissionen lassen sich die Ziele einzelner Länder, einen Beitrag zum Klimaschutz zu leisten, in zwei Gruppen zusammenfassen /*Enquete 1995, S. 144*/:

- *Stabilisierung* der CO₂-Emissionen wie z.B. in Frankreich (pro Kopf) und Italien auf dem Niveau von 1990 bis zum Jahr 2000. Weitere Länder mit ähnlichen Zielen sind Japan, Finnland, Norwegen, Kanada. Die EU hat sich 1990 ebenfalls verpflichtet, ihre CO₂-Emissionen im Jahr 2000 auf dem Stand von 1990 zu stabilisieren;
- *Reduktion* der CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2000 bzw. 2005. In diese Kategorie fallen Belgien (-5 %), Dänemark (-20 %), Neuseeland (-20 %) und Deutschland (-25 %).

In Deutschland hatte sich die Bundesregierung mit ihren Beschlüssen vom Juni und November 1990 sowie vom Dezember 1991 und September 1994 das Ziel gesetzt, eine Reduktion der energiebedingten CO₂-Emissionen bis zum Jahre 2005, bezogen auf 1987, um 25 % bzw. 30 % anzustreben. Dieses Ziel wurde auf der 1. Konferenz der Vertragsstaaten dahingehend modifiziert, daß bis zum Jahr 2005 der CO₂-Ausstoß gegenüber 1990 um 25 % gesenkt werden soll. Damit wurde das CO₂-Minderungsziel auf das international übliche Basisjahr 1990 umgestellt /BMU 1995a/.

Die Maßnahmen zur Reduktion von CO₂-Emissionen in die Atmosphäre kann man in vier Kategorien unterteilen:

- Ersatz von kohlenstoffhaltigen Energieträgern durch weniger kohlenstoffhaltige oder -freie Energieträger;
- Einsatz fortgeschrittener Techniken zur Energieumwandlung und -nutzung;
- Veränderung des Konsumentenverhaltens;
- Deposition von CO₂-Emissionen. Der Eintrag von CO₂-Emissionen in unterirdische Hohlräume oder die Tiefsee hat in der energiepolitischen Diskussion in Deutschland keine Bedeutung.

Die deutsche Klimaschutzpolitik besteht aus einer Reihe von Einzelmaßnahmen, für die unterschiedliche Instrumente genutzt werden:

- *ordnungsrechtliche Anforderungen*, wie die Wärmenutzungsverordnung oder die Kleinf Feuerungsanlagenverordnung;
- *ökonomische Instrumente*, wie Förderprogramme zur Windenergie und Photovoltaik oder die in der Diskussion befindliche Energiesteuer;

- *flankierende Maßnahmen*, wie die 5. Novelle zur Honorarordnung der Architekten und Ingenieure.

Die Einzelmaßnahmen wirken auf mehreren Ebenen:

- Allein auf *Bundesebene* wirken mehr als 90 Maßnahmen auf eine Verminderung der Treibhausgasemissionen hin; weitere 20 Maßnahmen werden derzeit umgesetzt. Hierzu gehören eine Novellierung der Wärmeschutzverordnung sowie der Heizungsanlagen- und Kleinf Feuerungsanlagen-Verordnung, ein 250 MW-Programm Wind zum Bau von Demonstrationsanlagen, das Stromeinspeisungs-gesetz, ein Bund-/Länder-Programm Fernwärme in den neuen Bundesländern. Weitere Maßnahmen sind in Vorbereitung /*Deutscher Bundestag 1994*/;
- in den *Bundesländern* wurden Energieagenturen gegründet /*Meixner 1995*/;
- durch kommunale Energie- und Verkehrskonzepte tragen *Städte und Gemeinden* zum Klimaschutz ebenfalls bei /*BMU 1995b, Enquete 1995, S. 1354, Schlusche 1995*/;
- *Wirtschaft und Industrie* sind bestrebt, durch Selbstverpflichtungen einen Beitrag zu leisten. Hierzu gehören die *Selbstverpflichtung der deutschen Wirtschaft* zur CO₂-Reduktion vom März 1995 /*DIW 1995*/ oder das *Angebot des Verbandes der Automobilindustrie* vom März 1995 zur Verminderung des spezifischen Treibstoffverbrauchs neu zugelassener Personenkraftwagen.

Maßnahmen zur Minderung energiebedingter Klimagasemissionen beziehen sich auf einen bzw. mehrere Sektoren der Volkswirtschaft. Priorität hat in jedem Falle der rationelle Einsatz von Energie und ihre sparsame Nutzung. Darüber hinaus sollen erneuerbare Energiequellen stärker verwendet werden. Fast alle an der politischen Diskussion über die zukünftige Energieversorgung beteiligten Gruppen gehen gegenwärtig davon aus, daß Kernenergie in Deutschland keine gesellschaftlich akzeptierte Alternative zu einer auf fossilen Energieträgern aufbauenden Energieversorgung darstellt.

3. Modelle, Methoden, Werkzeuge

Bevor Maßnahmen verbindlich ergriffen werden, sollten sie vorab auf ihre Wirkungen analysiert werden. Für einen Teil der diskutierten Maßnahmen kann dies mit *Modellen* geschehen, die heute in den meisten Fällen rechnergestützt arbeiten. Modelle sind auf eine Fragestellung hin reduzierte Abstraktionen der Realität. Diese Vorgehensweise hat den Vorteil, daß die Analyse transparenter, umfassender und systematischer gestaltet werden kann. Es muß aber auch hervorgehoben werden, daß sich nicht alle Maßnahmen in gleicher Weise dafür eignen.

Die *Szenarientechnik* stellt einen geeigneten Ansatz dar, die Wirkungen von Maßnahmen abzuschätzen. Der zu untersuchende Sachverhalt wird mit Hilfe eines Modells analysiert. Rahmendaten beschreiben die Randbedingungen und Voraussetzungen für eine mit dem Modell durchzuführende Rechnung. Die Interpretation der Ergebnisse kann dann nur mit engem Bezug auf die Rahmendaten erfolgen.

Ein *Energieszenario* ist eine Abschätzung der künftigen Entwicklung des Energieverbrauchs sowie der Bedarfs- und Versorgungsstruktur unter frei gewählten Bedingungen und Vorgaben, d.h. es stellt eine Wenn-Dann-Rechnung dar. Davon zu unterscheiden ist eine *Energieprognose*, die eine realitätsorientierte Abschätzung der künftigen Entwicklung des Energiebedarfs sowie seiner Bedarfs- und Versorgungsstruktur darstellt. Neben Annahmen über Stand und die zukünftige Entwicklung verschiedener Technologien kann ein Szenario auch ein Bündel energiepolitischer Maßnahmen umfassen. Die Ergebnisse dienen dazu, die sich ergebenden rechtlichen, volkswirtschaftlichen, finanziellen, ökologischen, sicherheitspolitischen, gesellschaftlichen und ordnungspolitischen Konsequenzen besser abschätzen zu können. Bei den Szenarien sind zwei Typen zu unterscheiden. Eine Gruppe basiert nur auf sozio-ökonomischen und technischen Annahmen und stellt Referenzszenarien dar, die im wesentlichen „business as usual“-Entwicklungen beschreiben. Anhand der berechneten Energieträgerstruktur kann dann auf die daraus resultierenden Emissionen geschlossen werden. Zu dieser Gruppe gehören die Referenzszenarien der Enquete-Kommission und des IKARUS-Projekts (s.u.). Die Referenzszenarien dienen dazu, als Vergleichsmaßstab eine Entwicklung vorzugeben, an der quantitative Wirkungen und Veränderungen in verschiedenen Szenarien gemessen werden. Bei der zweiten Gruppe, den

zielorientierten Szenarien, tritt neben die sozio-ökonomischen Annahmen z. B. die Vorgabe einer Reduktion von CO₂-Emissionen oder einer Einführung bestimmter energiepolitischer Maßnahmen.

Für Strategien zur Minderung energiebedingter Klimagasemissionen stellen Energie-bilanzen eine wichtige Grundlage dar. Sie beschreiben die Verwendung der verschiedenen Energieträger zur Befriedigung des Endenergiebedarfs. Ausgangspunkt für Szenarien und Prognosen ist der Energiebedarf eines Basisjahrs; es können ggf. weitere zurückliegende Jahre berücksichtigt werden. Der Zeithorizont für die meisten in diesem Zusammenhang diskutierten Szenarien beträgt 20-30 Jahre. In einigen Fällen, in denen die Realisierbarkeit von grundsätzlichen strukturellen Veränderungen aufgezeigt werden soll, wird der Horizont auf etwa 50 Jahre dem Problem entsprechend angepaßt /Wuppertal Inst. 1995/. Diese Ansätze werden hier nicht weiter verfolgt.

In Deutschland beteiligen sich mehrere Einrichtungen an der Diskussion über die zukünftige Entwicklung des Energiebedarfs:

- Der Bundestag hat sich im Rahmen der *Enquete-Kommissionen* „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre“ und „Schutz der Erdatmosphäre“ mit Fragen des Klimaschutzes befaßt. Neben einer Fortführung der Arbeiten ihrer Vorgängerin hatte die zweite Kommission den besonderen Auftrag, über die allgemeinen Empfehlungen von Maßnahmen hinaus konkrete klimaschutzrelevante und umsetzungsorientierte Handlungsempfehlungen für Haushalte, Handwerk, Dienstleistungsbereich, öffentliche Einrichtungen und Industrie, für den Energiewandlungssektor, für den Verkehrsbereich sowie für Landwirtschaft und Wälder zu erarbeiten. Dabei sollte ein besonderer Augenmerk auf die neuen Bundesländer gerichtet werden. Auch hier bilden Szenarien über den zukünftigen Energiebedarf eine Grundlage für die Empfehlungen der Enquete-Kommission. Als Basisjahr wurde 1990 festgelegt. Neben dem Referenzszenario wurden von der Enquete-Kommission mehrere Reduktions-szenarien und zwei Steuerszenarien untersucht /Enquete 1995, S. 737/.
- Die am *IKARUS-Projekt* beteiligten Institutionen haben sich ebenfalls auf ein Referenzszenario verständigt. Als Basisjahr wurde 1989 festgelegt. IKARUS geht aber in mehrfacher Hinsicht über die bestehenden Ansätze hinaus /Hake et al. 1995/. Im Rahmen

des vom Bundesministeriums für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie (BMBF) geförderten *IKARUS-Projekts* wird ein Instrumentarium entwickelt, mit dem Strategien zur Reduktion energiebedingter Klimagase in Deutschland aufgebaut und analysiert werden können. Das Instrumentarium besteht aus einer Datenbank und mehreren Modellen /Hake et al. 1994/.

Die *Datenbank* dient als Informationssystem und enthält Daten, die den volkswirtschaftlichen Rahmen, die Technik und die Energieträger beschreiben. Mit den *Modellen* können auf unterschiedlichen energiewirtschaftlichen Ebenen Reduktionsstrategien erarbeitet werden:

- Die Verflechtung der Energiewirtschaft mit der übrigen *Volkswirtschaft* wird über ein dynamisches Input/Output-Modell dargestellt.
- Ein lineares Optimierungsmodell beschreibt den *Energiefluß in Deutschland* von der Primär- bis zur Nutzenergieseite mit den verschiedenen Umwandlungsstufen. Es berechnet bei vorgegebenen oberen Schranken für die energiebedingten Klimagasemissionen das kostengünstigste Energiesystem, mit dem die exogen zu spezifizierende Nachfrage nach Energiedienstleistungen befriedigt werden kann. Die Nachfrage nach Nutzenergie wird mit Hilfe eines Input/Output-Modells und sektorspezifischen Werkzeugen berechnet.
- Einzelne Bereiche, von denen ein besonderer Beitrag zur Einsparung erwartet wird, werden mit Simulationsansätzen detaillierter untersucht. Das IKARUS-Projekt konzentriert sich auf die Bereiche *Strom/Fernwärme, Raumwärme im Haushaltsbereich* sowie *Verkehr*. Mit Simulationsmodellen können Fragen analysiert werden, die einen über das Optimierungsmodell hinausgehenden Detaillierungsgrad aufweisen.

Es ist ferner vorgesehen, die Schnittstellen zwischen den Modellen so aufeinander abzustimmen, daß Ergebnisse aus dem einen Modell für die Weiterverarbeitung in einem anderen Modell verwendet werden können.

- Das Thema des zukünftigen Energiebedarfs und daraus resultierender Klimagasemissionen ist aber auch eine klassische Domäne der Mineralölindustrie; besondere Beachtung finden die Arbeiten der Esso AG /Esso 1994, Esso 1995/ und der Shell AG /Deutsche Shell 1995/. Während Esso mit einer Prognose die aus ihrer Sicht wahrscheinlichste Entwicklung darstellt, entwickelt Shell zwei Szenarien, in die unterschiedliche Annahmen über das internationale Umfeld Deutschlands einfließen. Das

Szenario „Neue Horizonte“ geht davon aus, daß wirtschaftliche Reformen in Mittel- und Osteuropa nach einer langen Durststrecke Erfolg haben werden. Als Ergebnis rechnet Shell ab 2010 mit höheren Wachstumsraten. Im Szenario „Fallende Barrieren“ unterstellt man eine entgegengesetzte Entwicklung. Der Abstand zwischen armen und reichen Ländern nimmt zu. Krisen in Osteuropa und dem Nahen Osten dämpfen das Wachstum. Das Bruttosozialprodukt wächst im Szenario „Neue Horizonte“ um 3 Prozent, „Fallende Barrieren“ nimmt ein durchschnittliches Wachstum von 2,5 Prozent an. Als Basisjahr wählt Shell 1991. Esso nimmt als Basisjahr 1994.

- Seit einer Reihe von Jahren analysiert die Prognos AG im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft sich abzeichnende Trends. Mit der Studie „Die Energiemärkte Deutschlands im zusammenwachsenden Europa - Perspektiven bis zum Jahr 2020“ beleuchtet Prognos den Prozeß der Internationalisierung der deutschen Energiewirtschaft, wobei besonderes Augenmerk auf eine Integration der osteuropäischen Energiemärkte, den europäischen Markt für Erdgas und den Binnenmarkt für Elektrizität gelegt wird. Als Basisjahr wurde 1992 genommen /*BMWi 1995b/*.

Die eingesetzten Methoden sind bei der Enquete-Kommission und dem IKARUS-Projekt weitgehend identisch (Tab. 3). Mit Hilfe eines Optimierungskalkül wird eine Technik- und Energieträgerkombination ermittelt, die bei gegebenen Nebenbedingungen minimale Systemkosten verursacht. Unterschiede bestehen hauptsächlich im Detaillierungsgrad /*Enquete 1995, S. 750/*.

Die Vorgehensweisen bei Esso, Shell und Prognos ähneln sich ebenfalls. Hier geht man von einem Simulationsansatz aus.

	Makroökonomische Einbettung	Energiemodell	Bemerkungen
Enquete-K.	dynam. I/O-Modell, Langfristmodell	Lin. Optimierungsmodell	
IKARUS	dynam. I/O-Modell mit 30 Sektoren, davon 9 Energiesektoren	Lin. Optimierungsmodell	sektorspezif. Simulationsmodelle f. Verkehr, Raumwärme und Strom/Fernwärme
SHELL		Simulationsansatz	Kombination von detaillierten Modellen für einzelne Bereiche/ Sektoren, z.B. Verkehr;
ESSO		Simulationsansatz	Kombination von detaillierten Modellen für einzelne Bereiche/ Sektoren
Prognos	iterative mentale Systemanalyse	Simulationsansatz	Kombination von detaillierten Modellen für einzelne Bereiche/ Sektoren, z.B. EWI-Kraftwerksparkmodell

Tab. 3: Zugrunde liegende Methode

4. Szenarien und Prognosen

Im folgenden werden zuerst die für die Arbeit mit den Modellen benötigten Annahmen und Rahmendaten diskutiert. Daran anschließend wird der daraus abgeleitete Energiebedarf angegeben. Darauf aufbauend werden die CO₂-Emissionen ermittelt.

Bei den Annahmen und Rahmendaten sind die demographische Entwicklung, das wirtschaftliche Wachstum, die energiepolitischen Rahmenbedingungen und die Entwicklung der Preise von Energieträgerimporten, speziell des Erdöls, von besonderem Interesse. Insbesondere die wirtschaftlichen und demografischen Entwicklungen stellen bestimmende Faktoren für die Energienachfrage dar.

Die *Bevölkerungszahl* ist abhängig von der Entwicklung der Geburten und Sterbefälle sowie von der Nettozuwanderung. Während Fruchtbarkeit und Sterblichkeit im wesentlichen stabilen Trends unterliegen, ist eine langfristige Vorhersage der Zuwanderung erheblichen Unsicherheiten unterworfen; dies nicht zuletzt deshalb, weil hier der politische Einfluß sehr hoch ist. Die Höhe der Zuwanderung hängt ab von der wirtschaftlichen, sozialen und politischen Entwicklung in den Herkunftsländern sowie von der Ausländergesetzgebung und ggf. von Beschränkungen für die Zuwanderung im Zielland.

Wie Abbildung 1 zeigt, sind die angenommenen Entwicklungen unterschiedlich. Die Enquete-Kommission geht davon aus, daß die Bevölkerung Deutschlands von 79,8 Mio. Einwohnern bis zum Jahr 2005 leicht auf 81,1 Mio. ansteigt und danach auf 79,1 Mio. Einwohner zurück geht. IKARUS basiert auf der 8. Fortschreibung der Bevölkerungsentwicklung des Statistischen Bundesamtes und bildet mit den Werten 78,3 Mio, 80,2 Mio und 75,0 Mio eine untere Grenze für die Bevölkerungsentwicklung. Das Shell-Szenario „Fallende Barrieren“ basiert ebenfalls auf Angaben des Statistischen Bundesamtes; es geht von einem moderaten Zuwachs bis auf 82 Mio. Menschen für 2020 aus. Das Shell-Szenario „Neue Horizonte“ basiert auf EUROSTAT-Angaben und unterstellt einen Anstieg bis auf 90,3 Mio. Menschen für 2020. ESSO geht für das Jahr 2000 von einer Bevölkerung von 83,1 Mio und für 2010 von 82,0 Mio aus. PROG-NOS weist eigene Zahlen aus und nimmt eine relativ stabile Entwicklung bis auf 80,9 Mio. Menschen für 2020 an.

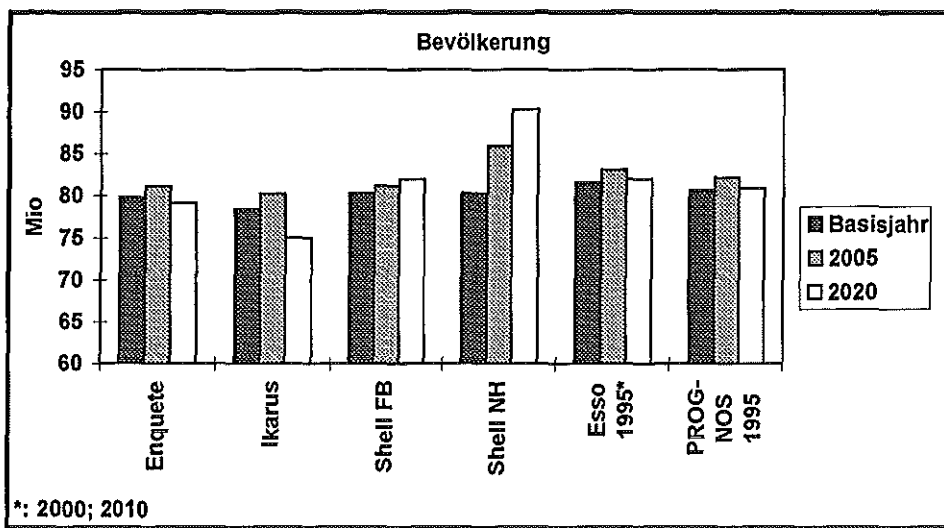


Abb. 1: Bevölkerungsentwicklung

Die wirtschaftliche Entwicklung in Deutschland hängt in den nächsten 25 Jahren entscheidend davon ab, in wieweit es gelingt, die alten und neuen Bundesländer weiter zusammenzuführen, die osteuropäischen Staaten an die Industrienationen anzubinden, an einer Globalisierung des internationalen Wettbewerbs erfolgreich teilzunehmen sowie bestehende Märkte zu erhalten und neue zu erschließen.

Wie Abbildung 2 zeigt, geht die Enquete-Kommission für Deutschland von einem Wachstum des realen Bruttoinlandsprodukts von durchschnittlich 2,5 %/a bis zum Jahr 2005 und danach bis 2020 von 2,1 %/a aus. Dabei wird ein deutlicher struktureller Wandel zugunsten des tertiären Sektors angenommen. Während der Anteil des Dienstleistungssektors an der Bruttowertschöpfung erheblich steigt, sinkt z.B. der Anteil des produzierenden Gewerbes. IKARUS nimmt hier etwas schwächere Wachstumsraten an. Für die Zeit bis 2005 beträgt die jährliche Wachstumsrate 2,1 %, danach fällt sie für die Zeit bis 2020 auf 1,0 % zurück. Esso geht von 2 %/a bis zum Jahr 2000 und daran anschließend von 2,5 %/a bis 2010 aus. PROGNOSE und Shell nehmen für die Zeit bis 2005 ein Wachstum von 2,4 - 2,5 %/a an. Danach sinken die Wachstumsraten im Shell-Szenario „Fallende Barrieren“ und bei PROGNOSE auf ca. 2,1 - 2,2 %/a bis 2020 ab. Im Shell-Szenario „Neue Horizonte“ dagegen steigt die Wachstumsrate dagegen auf 3,3 %/a bis 2020 an. Wachstumsträger sind bei PROGNOSE die Dienstleistungssektoren. Die Impulse kommen aus dem Bereich der „sonstigen Dienstleistungen“ und etwas abgeschwächt aus den Bereichen Handel, Banken, Versicherungen und Verkehr.

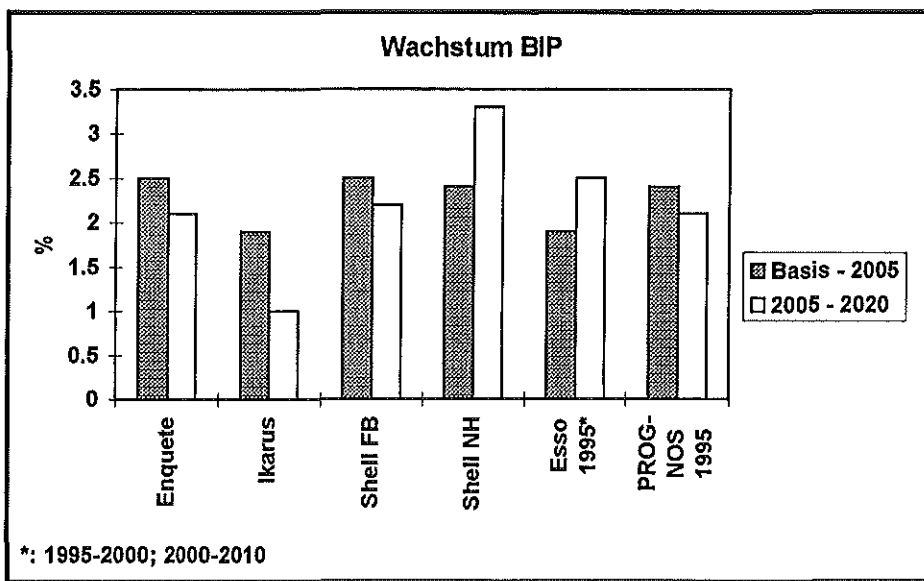


Abb. 2: Wachstum des Bruttoinlandsprodukts pro Jahr

Für die neuen Bundesländer ergeben sich nach der Umstrukturierung der Wirtschaft im Zuge der Wiedervereinigung hohe Wachstumsraten. Einheitlich werden für die Zeit bis 2005 ca. 7 - 8 %/a angegeben, danach tritt eine größere Spannbreite auf. Die Enquete-Kommission erwartet nach dem drastischen Zusammenbruch der industriellen Produktion von 1989 bis 1991 künftig einen kräftigen Anstieg. Damit geht ein leichter Anstieg des Beitrags des produzierenden Gewerbes an der Bruttowertschöpfung einher. Der Beitrag des tertiären Bereichs wird sich dagegen fast verdoppeln. IKARUS geht davon aus, daß die Wirtschaft in den neuen Bundesländern bis zum Jahr 2020 Westniveau erreicht haben wird. Im Shell-Szenario „Neue Horizonte“ führt der Nachholbedarf der Länder in Mittel- und Osteuropa dazu, daß sich die neuen Bundesländer zu einer modernen Industrie- und Dienstleistungsregion entwickeln. Die niedrigen Wachstumsraten im Shell-Szenario „Fallende Barrieren“ sind auf wachsenden Protektionismus und Verzögerungen beim Zusammenwachsen der Europäischen Union zurückzuführen. Esso geht von 6,5 % bis 2000 und danach von 5 % bis 2010 aus. PROGNOSE setzt hier mit 2,9 %/a die untere Grenze, während im Shell-Szenario „Neue Horizonte“ mit 7,5 %/a eine obere Grenze angegeben ist.

In der *deutschen Energiepolitik* werden zur Zeit insbesondere folgende Themen diskutiert:

- Anpassung der Fördermengen der deutschen Steinkohle

Für die Förderung der inländischen Steinkohle wird in allen Analysen ein stabiler Rückgang angenommen. Die Enquete-Kommission geht für die Verstromung inländischer Steinkohle von einem Rückgang bis 2005 auf 50 Mio. t SKE und bis 2020 auf 30 Mio. t SKE aus. Im IKARUS-Projekt wird ein Rückgang der Mindestförderung auf 45 Mio t SKE für 2005 (-38 %) und auf 25 Mio t SKE für 2020 (-65 %) erwartet. Esso erwartet bereits bis zum Jahr 2010 einen Rückgang auf 25 Mio t SKE. Shell unterstellt ebenfalls einen Rückgang der Förderung inländischer Steinkohle, ohne detaillierte Zahlen anzugeben. PROGNOSE hält nach vorsichtiger Schätzung sogar einen Rückgang des Einsatzes inländischer Steinkohle für die Verstromung auf 15 bis 22 Mio t SKE für möglich.

- Einsatz der regenerativen Energieträger¹

Alle betrachteten Analysen gehen davon aus, daß der Einsatz regenerativer Energieträger zunehmen wird. Insbesondere für die Windenergie werden

¹ Die Annahmen bzgl. des Einsatzes regenerativer Energieträger, aber auch der Kernkraft, beziehen sich in den Analysen nicht einheitlich auf Kapazitäten oder Produktion.

nennenswerte, aber unterschiedlich große Potentiale erwartet. Die Enquete-Kommission erwartet für 2020 einen Anteil an der Stromproduktion von 6000 GWh pro Jahr. IKARUS unterstellt eine installierte Leistung von 2,7 GW oder mehr im Jahr 2005. Bei Esso steigt der Anteil der regenerativen Energieträger an der Stromproduktion von 3 auf 4 %. Die Esso-Prognose unterstellt, daß für regenerative Energien lediglich Markteinführungshilfen gewährt werden. Für Windkraftanlagen erwartet PROGNOSE einen Anstieg der Kapazitäten von 650 MW Ende 1994 auf 3800 MW im Jahr 2020.

Für die Photovoltaik nimmt PROGNOSE einen kräftigen Anstieg der elektrischen Leistung von 7 bis 8 MW heute auf 300 MW im Jahr 2020 an. Dies setzt nach PROGNOSE eine Subventionierung voraus.

- Einsatz von Kernkraftwerken

Eine Reihe von deutschen Kernkraftwerken wird im Zeitraum bis 2020 40 Jahre alt sein. Die Enquete-Kommission geht von einer konstanten Nettoengpaßleistung von 22,5 GW aus. IKARUS unterstellt bis 2005 22 GW und danach einen Rückgang auf 14 GW. Im Shell-Szenario „Neue Horizonte“ wird eine z. T. längere Lebensdauer angenommen oder aber die Anlagen werden durch neue ersetzt. Im Szenario „Fallende Barrieren“ werden Kernkraftwerke nach 40 Jahren außer Betrieb genommen. ESSO geht davon aus, daß im Prognosezeitraum wegen fehlender Akzeptanz kein neues Kernkraftwerk gebaut wird. PROGNOSE unterstellt, daß die Kernkraftkapazität bestehen bleibt. Bei einer angenommenen Lebensdauer von zunächst 30 Jahren stehen nahezu die gesamten KKW-Kapazitäten bis 2020 zur Disposition. Die stillgelegten Kapazitäten werden weitgehend durch neue Kernkraftwerke ersetzt.

- Deregulierung im Strom- und Erdgasbereich

Enquete-Kommission, IKARUS-Projekt sowie Shell und Esso berücksichtigen diese Fragen nur implizit. Im Bereich der Strom- und Erdgasversorgung geht PROGNOSE von einer wettbewerblichen Öffnung des Marktes aus, erwartet aber keine außergewöhnliche Intensivierung des Handels zwischen einzelnen EU-Staaten.

Weitere grundsätzliche Veränderungen der energiepolitischen Rahmenbedingungen werden für die Referenzszenarien nicht angenommen. Insbesondere berücksichtigen sie keine Eingriffe mittels fiskalischer und ordnungspolitischer Maßnahmen.

Die Preise für international gehandelte fossile Energieträger hängen z. T. vom Preis des Rohöls ab. Ein hohes Angebot sowie hohe nachgewiesene Reserven halten den Rohölpreis zur Zeit stabil auf relativ niedrigem Niveau. Die beiden Ölpreiskrisen haben aber gezeigt, wie empfindlich der Markt reagiert, so daß es jederzeit zu deutlichen Preisänderungen kommen kann. Hinzu kommt, daß Rohöl international auf Dollarbasis gehandelt wird. Der Dollarkurs unterliegt erheblichen Schwankungen, so daß eine Schätzung des Rohölpreises in DM stark spekulativen Charakter besitzt.

So verliert bei Enquete und IKARUS der Dollar leicht gegenüber der DM und sinkt von 1,88 DM/US \$ in 1989 auf 1,60 DM/US \$ in 2020. PROGROS geht von einem stärkeren Rückgang aus; der Wechselkurs sinkt von 1,65 auf 1,29 DM/US \$ in 2020 ab. Shell und Esso geben hier keine detaillierten Schätzungen bezüglich der Entwicklung des Wechselkurses an.

Alle hier betrachteten Untersuchungen gehen von einer ausreichenden Verfügbarkeit der verschiedenen Energieträger für die nächsten 25 Jahre aus. Trotzdem gibt es erhebliche Unterschiede in der Einschätzung der Entwicklung des realen Rohölpreises. Die Enquete-Kommission erwartet einen realen Ölpreis von 306 DM/t im Jahr 2005 und einen weiteren Anstieg auf 400 DM/t bis 2020; dies entspricht einer Steigerung um 56% gegenüber dem Basisjahr 1990. Die IKARUS-Analyse basiert auf einem Anstieg des Rohölpreises um 50 % im Zeitraum bis 2020. Shell geht in beiden Szenarien davon aus, daß der Rohölpreis bis zur Jahrtausendwende etwa konstant bleibt. Im Szenario „Neue Horizonte“ steigt er danach erheblich an, während er im Szenario „Fallende Barrieren“ nach einer angenommenen kurzen Ölpreiskrise nach 2000 auf das heutige Niveau zurückkehrt. PROGROS dagegen nimmt eine Erhöhung des Rohölpreises um 25 % bis 2020 an. Neben der unterschiedlichen Einschätzung der Preisentwicklung am Weltmarkt macht sich hier die Annahme des stärkeren Wechselkursverlustes des Dollars bemerkbar.

Enquete-Kommission und IKARUS-Projekt gehen für Erdgas von einer Steigerung des realen Importpreises von ca. 80 % bis 2020 aus. Shell, Esso und PROGROS weisen keine detaillierten Zahlen aus.

Für importierte Steinkohle wird die Preisentwicklung unterschiedlich eingeschätzt. Enquete und IKARUS nehmen langfristig stabile Preise an. Esso und Shell erläutern die Entwicklung der Preise für importierte Steinkohle nicht detailliert, erwarten aber einen anhaltenden Wettbewerbsvorteil für die Importkohle. PROGROS erwartet eine Steigerung des realen Importpreises bis 2000 auf 92 DM/t SKE. Nach 2000 werden kostenbedingte Realpreiserhöhungen von etwa 1,4 %/a angenommen.

Ausgehend von den zuvor skizzierten Rahmendaten und in Verbindung mit der gewählten Methode errechnen die Institute den erwarteten Primärenergiebedarf. Die Ergebnisse dieser umfangreichen Analysen sind in Tabelle 4 zusammengefaßt.

Die Diskussion zu den energiebedingten CO₂-Emissionen erfolgt im wesentlichen auf Basis der Energiebilanz für ein ausgewähltes Jahr und den darauf aufbauenden Szenarien und Prognosen für den zukünftigen Energiebedarf, der nach Energieträgern aufgeschlüsselt wird. Die Mengen an energiebedingten CO₂-Emissionen kann man dann mit Emissionsfaktoren recht genau abschätzen */Birnbaum 1991/*. Die Tabelle 5 gibt für die hier betrachteten Szenarien und Prognosen die resultierenden CO₂-Emissionen wider.² Die Unterschiede resultieren zum einen aus der Struktur der eingesetzten Primärenergieträger und zum anderen aus den Emissionsfaktoren. Die Tabelle zeigt auch, daß mit der in den Referenzszenarien bzw. Prognosen unterstellten Entwicklung das Minderungsziel von 750 Mio. t CO₂-Emissionen nicht erreicht werden kann. Es müssen weitere Maßnahmen ergriffen werden.

Die Arbeiten der Enquete-Kommission und des IKARUS-Projekts gehen deshalb über eine Diskussion des zukünftigen Energiebedarfs und den daraus resultierenden Klimagasemissionen hinaus. Eine Aufgabe der Enquete-Kommission bestand darin, konkrete Maßnahmen zu analysieren und detaillierte Empfehlungen zum Klimaschutz auszusprechen. Der methodische Hintergrund für die Analyse von Minderungsmaßnahmen und die Entwicklung von Software-

² Für eine detaillierte Analyse müßte sichergestellt sein, daß den Berechnungen einheitliche Emissionsfaktoren zugrunde liegen.

Werkzeugen standen beim IKARUS-Projekt im Vordergrund. Die verwendete Methodik, um Minderungspotentiale aufzuzeigen, ist aber bei beiden identisch. Ausgehend von einem Referenzfall werden Reduktionsszenarien dargestellt, mit denen ein Minderungsziel erreicht werden kann.

Mio. t SKE	PEV (Basisjahr)	2000	2005	2010	2020
Enquete-K. Referenz	(1990) 504,8	-	485	-	478
IKARUS Referenz	(1989) 511,0	-	469	-	457
SHELL Fall. Barrieren Neue Horizonte	(1993) 481,7	497 473	474 492	465 515	473 585
ESSO	(1994) 477,9	495	-	489	-
Prognos	(1992) 483	495	495	493	485

Tab. 4: Primärenergieverbrauch in Deutschland

Mio t CO ₂	(Basisjahr)	2000	2005	2010	2020
Enquete-K. Referenz	(1990) 985	-	908	-	887
IKARUS Referenz	(1989) 1019	-	879	-	850
SHELL Fall. Barrieren Neue Horizonte	(1993) 902 902	- -	890 930	- -	900 1090
ESSO	(1994)	900	-	873	-
Prognos	(1992) 918	917	909	897	880

Tab. 5: Energiebedingte CO₂-Emissionen in Deutschland

Die Enquete-Kommission diskutiert zwei Reduktionsszenarien R1 und R2, die sich auf der Seite der Annahmen im wesentlichen in der Rolle der Kernenergie unterscheiden. Während im Szenario R1 eine konstante Kernkraftkapazität bis zum Jahr 2020 unterstellt wird, geht man im Szenario R2 davon aus, daß Kernkraft nur bis 2005 genutzt werden wird.

Beide Szenarien sind geeignet, das Minderungsziel von -27 % CO₂-Emissionen bis 2005 bzw. -45 % bis 2020 bezogen auf 1987 zu erreichen. Der Unterschied liegt in den Minderungskosten, d.h. in den Kosten, die zusätzlich erforderlich sind, um das Minderungsziel zu erreichen. Während sich für Szenario R1 CO₂-Minderungskosten von 4,1 Mrd. DM₉₀/a ergeben, ermittelt die Enquete-Kommission für das Ausstiegsszenario R2 14,5 Mrd. DM₉₀/a. Im Szenario R2 substituiert Erdgas Kernenergie. Der Anteil der erneuerbaren Energiequellen steigt auf 9 bzw. 14 % im Reduktionsfall R1 bzw. R2 gegenüber dem Referenzfall, in dem sie einen Anteil von 5 % besitzen. Tabelle 6 zeigt die Veränderungen in der Struktur des Endenergiebedarfs (nach Sektoren) /*Enquete 1995, S.740, 801, 826, 833*/. Referenz-Szenario der Enquete-Kommission und die Prognos-Prognose stimmen weitgehend überein in ihrer Einschätzung des zukünftigen Primär- und Endenergiebedarfs. Dies gilt auch für den Endenergiebedarf des Verkehrssektors. Prognos erwartet einen höheren Energiebedarf der Industrie, während die Enquete-Kommission dies für Haushalte und Kleinverbraucher erwartet.

Die beiden Reduktionsszenarien R1 und R2 zeigen, daß Minderungsmaßnahmen vorwiegend in den Sektoren Haushalt sowie Kleinverbrauch und der Industrie wirken. Der Energiebedarf des Verkehrssektors geht kaum zurück.

Als aktuelle Bezugspunkte werden darüber hinaus die zugehörigen Werte der Prognos-Studie angegeben.

Mit dem Vorhaben „Politiksznarien zum Klimaschutz“ schafft das Umweltbundesamt (UBA) im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) eine einheitliche Grundlage für die nationale Berichterstattung zum Klimaschutz. Das Vorhaben soll soweit möglich auf Ergebnissen aus dem IKARUS-Projekt aufbauen. So werden z.B. mit dem IKARUS-Instrumentarium Reduktionsszenarien gerechnet, die aber bei Redaktionsschluß noch nicht vorlagen.

5. Zusammenfassung und Ausblick

Die Entwicklung von erfolgreichen Strategien zur Minderung von Klimagasemissionen stellt eine äußerst komplexe Aufgabe dar. Die vorstehenden Ausführungen zeigen, daß eine CO₂-

Reduktion durch eine Kombination von Maßnahmen angestrebt werden kann. Von den Ergebnissen einzelner Szenarien kann man aber nicht unmittelbar auf die praktische Umsetzbarkeit schließen. Die Ergebnisse der Szenarien müssen immer im Kontext der Annahmen und gegebenenfalls der Zielvorgaben diskutiert werden. Die Aussagefähigkeit ist somit begrenzt. Der Beitrag der Szenarien zur Beantwortung energiepolitischer Fragestellungen besteht darin, mögliche Handlungsspielräume abzustecken.

Mio. t SKE	1990	1994	2005		2020	
	BMWi	BMWi	Prognos	Enquete	Prognos	Enquete
Endenergie	321,0	307,1	328,5	Ref.: 319,3 R1: 295,5 R2: 295,5	327,1	Ref.: 322,4 R1: 272,6 R2: 266,1
davon Industrie	101,2	83,5	85,4	90,0 86,1 83,8	94,5	101,0 88,7 84,6
davon Verkehr	80,9	86,7	102,0	100,4 99,7 99,3	98,9	99,9 97,8 97,0
davon Haushalte	80,9	81,9	83,7	75,3 59,2 58,2	75,8	69,7 44,5 43,7
davon Kleinverbraucher	53,2	53,2	55,1	53,6 50,6 47,1	56,2	51,9 51,6 40,8
davon Militär	4,7	1,8	2,2	0,0	1,9	0,0

Tab. 6: Struktur des Energiebedarfs

Die Beschreibung eines Referenzszenarios ist schon hinreichend komplex, wenn es auch unter Nutzung prognostischer Elemente im wesentlichen eine Fortschreibung des status-quo darstellt. Mit dem Ausmaß der vorgegebenen Reduktion von Schadstoffen nimmt aber die Komplexität eines Szenarios zu. Gleichzeitig gewinnt die Möglichkeit der Umsetzung einen immer spekulativeren Charakter.

Die Rückkopplung einzelner Subsysteme führt dazu, daß eine Bewertung von Maßnahmen allein unter dem Gesichtspunkt Klimaschutz nicht ausreichend ist. In der gegenwärtigen Situation stellt sich immer auch die Frage nach der Beschäftigungswirkung von einzelnen Maßnahmen bis hin zur Umstrukturierung der Energiewirtschaft. Es reicht daher nicht aus, die

spezifischen Kosten einzelner Maßnahmen als Kriterium einer Rangordnung aufzubauen. Moderne Modellentwicklungen zur Beschreibung von Energieszenarien wie z.B. IKARUS bieten daher auch die Möglichkeit, neben der energietechnischen Umsetzbarkeit die Beschäftigungswirkungen zu analysieren.

6. Literatur

- G. Altner, H.-P. Dürr, G. Michelsen, J. Nitsch (1995),
Zukünftige Energiepolitik. Economica Verlag, Bonn.
- K. U. Birnbaum, R. Pauls, H.-J. Wagner, M. Walbeck (1991),
Berechnung sektoraler Kohlendioxidemissionen für die Bundesrepublik Deutschland.
Forschungszentrum Jülich, JÜL-2530, Reihe Angewandte Systemanalyse Nr. 62.
- Bundesministerium für Wirtschaft (BMWi) (1995),
EnergieDaten'95. Bonn.
- Bundesministerium für Wirtschaft (BMWi) (1995),
Die Energiemärkte Deutschlands im zusammenwachsenden Europa - Perspektiven bis
zum Jahr 2020. Bonn.
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (1995a),
Klimakonferenz in Berlin - Ergebnisse und Perspektiven. Umwelt, 6, S. 218-221.
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (1995b),
Kommunaler Klimaschutz in der Bundesrepublik Deutschland - Bausteine für
kommunale Klimaschutzkonzepte. Bonn.
- U. Cubasch, B.D. Santer, G.C. Hegerl (1995),
Klimamodelle - wo stehen wir? Phys. Bl., 51/4, S. 269-276.
- Deutsche Physikalische Gesellschaft (1995),
Energienememorandum 1995 der DPG. Phys. Bl. 51/ 4, S. 388-391.
- Deutsche Shell A.G. (1993),
Energienmarkt Deutschland: Höhere Effizienz bremst Verbrauch. Shell Szenarien bis zum
Jahr 2020. Hamburg.
- Deutscher Bundestag (1994),
1. Bericht der Regierung der Bundesrepublik Deutschland nach dem Rahmenüber-
einkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen. Drucksache 12/8556, Bonn.

- Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) (1995),
Selbstverpflichtung für die Wirtschaft zur CO₂-Reduktion: Kein Ersatz für aktive
Klimapolitik. DIW Wochenbericht 14/95, S. 277-284.
- Enquete-Kommission (1995),
Mehr Zukunft für die Erde: Nachhaltige Energiepolitik für dauerhaften Klimaschutz;
Schlußbericht der Enquete-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“ des 12. Deutschen
Bundestages. Economica Verlag, Bonn.
- ESSO A.G. (1994),
Energieprognose '94. Hamburg.
- ESSO A.G. (1995),
Energieprognose '95 - Moderne Heizung-aktiver Klimaschutz. Hamburg.
- H. Graßl (1995),
Der veränderte Energiehaushalt der Erde. Phys. Bl. 51/ 6, S. 487-492.
- J.-Fr. Hake, G. Stein, H.-F. Wagner (1995),
IKARUS. Spektrum der Wissenschaften, S. 108-111.
- J.-Fr. Hake, P. Jagodzinski, W. Kuckshinrichs, P. Markewitz, D. Martinsen, M. Walbeck
(1994),
IKARUS: A Model System to Reduce Energy Related GHG Emissions in Germany. In
J.-Fr. Hake , M. Kleemann, W. Kuckshinrichs, D. Martinsen, M. Walbeck (Hrsg.),
Advances in Systems Analysis: Modelling Energy-Related Emissions. Konferenzen des
Forschungszentrums Jülich, Bd. 15, S. 213-238.
- F. Joos, J.L. Sarmiento (1995),
Der Anstieg des atmosphärischen Kohlendioxids. Phys. Bl. 51/ 5, S.405-411.
- H. Meixner (1995),
Energieagenturen und Contracting. In: J.-Fr. Hake, K. Kugeler, W. Pfaffenberger, H.-J.
Wagner (Hrsg.), Energieforschung aus technischer, ökonomischer, ökologischer und
politischer Sicht, Forschungszentrum Jülich, S. 299-312.
- K.-H. Schlusche, M. Pohlmann, W. Just (1995),
Klimaschutzstrategien von EVU in Nordrhein-Westfalen. Energiewirtschaftliche
Tagesfragen, S. 772-779.
- Umweltbundesamt (1994),
Daten zur Umwelt 1992/93. Berlin.
- Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie (1995),
Zukunftsfähiges Deutschland - Ein Beitrag zu einer global nachhaltigen Entwicklung.
Wuppertal.

Politiksznarien für den Klimaschutz: Rechnungen mit dem IKARUS-Optimierungsmodell

D. Martinsen u. P. Markewitz

Forschungszentrum Jülich
Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung
D-52425 Jülich

Tel.: 02461-61-6363

Fax: 02461-61-2540

Einleitung

Das IKARUS-Projekt (Instrumente für Klimagasreduktionsstrategien) wurde 1990 vom Bundesministerium für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie (BMBF) initiiert. Ziel des Projektes war die Erarbeitung und Bereitstellung eines Instrumentariums, mit dessen Hilfe verschiedene Strategien zur Reduktion der energiebedingten Klimagasemissionen untersucht, unter verschiedenen Aspekten gegeneinander abgewogen und in dem anzustrebenden Technikmix nach bestimmten Kriterien - beispielsweise Minimierung der energiewirtschaftlichen Kosten - optimiert werden können. Bei der Erstellung des aus Modellen und einer Datenbank bestehenden Instrumentariums wurden vom BMBF folgende Randbedingungen vorgegeben:

- Das Instrumentarium sollte in erster Linie Techniken von der Nutzenergie- bzw. Energiedienstleistungs- bis zur Primärenergieebene umfassen.
- Als relevante Klimagase sollten neben CO₂ Methan, Nicht-Methan-Kohlenwasserstoffe, Stickoxide, Distickstoffoxid, Kohlenmonoixd, Schwefeldioxid sowie Fluorchlorkohlenwasserstoffe erfaßt werden.

- Untersuchungsgegenstand ist das Energiesystem der Bundesrepublik Deutschland mit dem Basisjahr 1989. Weitere Analysejahre sollten 2005 und 2020 sein. Für 1989 und 2005 soll das Instrumentarium auch getrennt nach alten und neuen Bundesländern nutzbar sein.
- Um eine vielfältige Nutzungsmöglichkeit zu gewährleisten, sollte das Instrumentarium für Personalcomputer entwickelt werden. Auf Benutzerfreundlichkeit sollte besonderer Wert gelegt werden, ebenso auf Transparenz und Nachvollziehbarkeit der mit dem Instrumentarium ausgearbeiteten Strategien.

Im Rahmen des Verbundprojektes entwickelte die Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung (STE) des Forschungszentrums Jülich ein gesamtenergiewirtschaftliches Optimierungsmodell. Zum Verständnis der Modellergebnisse ist es unerlässlich, auf die Modellphilosophie sowie auf die Architektur des Modells einzugehen. Zuvor erfolgt eine prinzipielle Erläuterung des Modellbegriffs sowie der Vorgehensweise bei der Konzeption eines Modells.

Modellbegriff

Jede Problemlösung bzw. -analyse hat ihren Ursprung in einer Fragestellung. Anhand der gestellten Frage ist das Problem zu diskutieren. Aus der Fragestellung und der somit erwarteten Antwort sind entsprechend der zu lösenden Aufgabe der Lösungsweg und damit auch ein Hilfsmittel zur Lösung jeweils auszuwählen. Modelle sind also Hilfsmittel, die dazu dienen, das Verständnis komplexer Sachverhalte leichter zu verstehen oder besser verständlich zu machen.

Ein Modell ist daher immer die Abstraktion eines Vorgangs oder Gegenstands im Hinblick auf eine Fragestellung mit dem Ziel, das Verständnis zu erleichtern.

Bild 1 macht die wesentlichen Schritte der Modellbildung und der Anwendung deutlich. Die Anmerkung sei hier gemacht, daß ein Modell nicht unbedingt besser wird, je vollständiger es die reale Welt abbildet. Es ist dann letztendlich genau so schlecht durchschaubar wie die reale Welt und hilft dann nicht, sie besser zu verstehen /vgl.

Walbeck et al. 1988/. Da es naturgemäß viele Fragestellungen gibt, gibt es auch eine Vielzahl von Modellen. Wir wollen uns hier mit dem Begriff Energiemodell und seiner Umsetzung beschäftigen.

Energiemodell

Energie ist ein Begriff aus der Physik. Energie ist die Fähigkeit, Arbeit zu verrichten. Sie kann in einem abgeschlossenen System weder erzeugt noch verbraucht werden. Sie kann nur in verschiedene Formen umgewandelt werden. Wir Menschen nutzen diese Fähigkeit „Arbeit zu verrichten“ zu unserem Vorteil.

Da diese Nutzung in einem menschlichen Gemeinwesen am vorteilhaftesten arbeitsteilig geschieht, haben wir ein recht kompliziertes technisch wirtschaftliches System der Energiebereitstellung, Versorgung und Nutzung aufgebaut, in dem Energie in verschiedenen Formen z. B. Licht, Wärme, mechanische Energie basierend auf verschiedenen Energieträgern z. B. Öl, Kohle, Uran von uns genutzt wird.

Unter Energiemodellen versteht man solche Modelle, die uns helfen, dieses komplexe Energiebereitstellungs-, Umwandlungs-, Versorgungssystem und die Abläufe in ihm zu durchschauen.

Ausgehend von der Fragestellung, werden die technischen Systemgrenzen sowie der Zeitbereich festgelegt. Modelle, die von Energieversorgern beispielsweise zur Kraftwerkseinsatzplanung eingesetzt werden, arbeiten im Sekunden- oder Minutenbereich und berücksichtigen im wesentlichen die Erzeugungsanlagen des Betreibers sowie dessen spezifische Randbedingungen.

Demgegenüber sind Modelle, die das Energiesystem der Bundesrepublik betreiben, weitaus aggregierter angelegt, und der Zeitbereich umfaßt im allgemeinen Jahre oder Jahrzehnte. Auf derartige Modelle wird im nachfolgenden näher eingegangen. Typische Fragen, die sich mit Hilfe dieser globalen Modelle beantworten lassen, sind z. B.: Wie

sieht eine bestimmte (z. B. die derzeitige deutsche) Energieversorgung aus bzgl. bestimmter Kriterien?

Allgemein akzeptierte und zur Beschreibung herangezogene Kriterien sind:

- die Menge der Energieträger,
- die Kosten der Versorgung,
- die Umweltauswirkungen, z. B. die Menge der Klimagasemissionen.

Damit würden konkrete Fragestellungen lauten:

Wieviel Emissionen z. B. t CO₂/a werden bei Vorgabe der derzeitigen deutschen Mengenstruktur an Energieträgern freigesetzt?

Wie verändert sich die Versorgungsstruktur bei einer vorgegebenen Emissionsobergrenze für CO₂? Wie ändern sich dabei die Kosten des Systems?

Aufbau eines Energiemodells

Nach Festlegung der Systemgrenzen, was als Separierung einer Teilwirklichkeit aufzufassen ist sowie des Zeitbereichs, ist diese Teilwirklichkeit fragestellungsbezogen richtig auf ein systemtechnisches Modell zu reduzieren. Gemäß der logischen Reihenfolge sind grundsätzlich drei Modelle zur Abbildung der Teilwirklichkeit zu erstellen /vgl. Edwin 1994/:

- ein technisches Systemmodell,
- ein mathematisches Modell sowie
- ein Zahlenwertmodell.

Nach /Edwin 1994/ lassen sich die drei Modelle wie folgt klassifizieren und beschreiben:

Das technische Systemmodell beschreibt fragestellungsbezogen die wesentlichen Eigenschaften der Systemwirklichkeit. Das heißt, es muß

- fragebezogen richtig und genau das System kennzeichnen und von der Umwelt abgrenzen. Dies erfordert die Festlegung aller fragebezogen wichtigen Systemkomponenten und die Festlegung richtiger Systemgrenzen. Es muß ferner

- fragebezogen richtig und genau die Systemstruktur, also die logische Verknüpfung der Komponenten untereinander und mit der Umwelt, sowie die Gesetzmäßigkeiten und die Dynamik der Komponenten und des Systems selbst beschreiben.
- fragebezogen richtig und genau die Umweltbeziehungen des Systems, also den Wirkungs Austausch mit der Systemumgebung erfassen.

Im mathematischen Modell werden die im Systemmodell beschriebenen Sachverhalte in bezug auf Fragestellungsrichtung und notwendige Genauigkeit in die Sprachen der Mathematik umgesetzt.

Das mathematische Modell der Optimierungsaufgabe verknüpft somit entsprechend der logischen Abbildung der Raum-Zeit-Struktur des zu optimierenden Systems alle zu untersuchenden Größen entsprechend den im System vorliegenden Gesetzmäßigkeiten so exakt wie möglich. Es ist also ein beliebig komplexes Gleichungssystem, unabhängig davon, ob für diese Lösung Algorithmen existieren und ob diese Algorithmen ausreichend geringe Rechenzeit benötigen.

Oft ist es notwendig, ein vereinfachendes Rechenmodell zu erstellen und dann erst den mathematischen Algorithmus festzulegen. Grund dafür kann das Fehlen eines zur Lösung des mathematischen Modells geeigneten Optimierungsverfahrens oder das Fehlen eines ausreichend schnellen Algorithmus sein. Die Vereinfachungen können z. B. in der Linearisierung im Betriebspunkt, wie bei der Lastflußrechnung, oder in der Vernachlässigung spezieller Abhängigkeiten zwischen Komponenten bestehen.

Das Zahlenwertmodell ist ein fragestellungsbezogenes System konsistenter Zahlenwerte zur richtigen und ausreichenden Quantifizierung der durch das mathematische Modell definierten Größen. Die Konsistenz muß vor allem gewährleisten, daß alle Zahlenwerte für alle Varianten quantitativ auf den gleichen Zeit- und Systembereich bezogen und in bezug auf die System- und mathematischen Modell richtig sind. Beispiele für notwendigerweise unterschiedliche Zahlenwertmodelle sind konsistente Zahlenwerte für Gegenwart-, Ausbau- oder Grundsatzplanung. Bei der Aufstellung von Zahlenwertmodellen ist es somit wichtig, für alle zu vergleichenden Varianten objektiv

vorzugehen. Andernfalls sind - was leider des öfteren geschieht - die Ergebnisse falsch, unabhängig davon, daß sowohl das technische Systemmodell wie auch das mathematische Modell fehlerlos und fragestellungsbezogen richtig sind.

Aufbau des IKARUS-Optimierungsmodells

Ausgehend von den zuvor skizzierten IKARUS-spezifischen Fragestellungen, war in einem ersten Schritt ein Modell ein quantitatives (d. h. mathematisches) Modell bezüglich Energieströmen, Kosten und Emissionen zu entwickeln unter der Zielsetzung, der Einfachheit des Modells, denn die erzielten Ergebnisse müssen aus dem Modell heraus verstanden werden.

Eine erste Verständnishilfe bietet das Energieflußdiagramm der Bundesrepublik Deutschland, das bereits ein graphisches, bezüglich der Energie quantitatives Modell darstellt. Es beschreibt quantitativ den Weg der Energie vom Eintritt in das Energiesystem als Energieimport bezüglich Inlandsförderung nach Energieträgerart (Primärenergieträger), ihre Umwandlung in verschiedene sogenannte Sekundärenergieträger und deren Verteilung zu den Endnutzern, die die dort Endenergie genannten verschiedenen Energieformen zu Nutzenergie umwandeln bzw. zur Verrichtung von (Energie-)dienstleistungen nutzen. Das Flußdiagramm ist sektoral strukturiert in Umwandlungssektor und Endverbrauchersektoren.

Es lassen sich Wandlungsstufen identifizieren, hinter denen sich konkrete Umwandlungstechniken (z. B. Kraftwerke, Raffinerien mit bestimmten Wirkungsgraden und Fahrweisen) verbergen. Ferner verbergen sich speziell bei den Umwandlungen durch die Endverbraucher neben Umwandlungstechniken (z. B. Heizkessel) auch Einsparvorgänge (z. B. Wärmedämmung). Nicht im Energieflußbild enthalten sind Kosten- und Emissionsinformationen.

Jedoch läßt sich dieses Flußdiagramm reduzieren auf das in Bild 2 gezeigte Schaltbild. In diesem sind die beschreibenden Größen, die Techniken, die über Energieträger

(Gleichungen, z. B. Kosten und Energiebilanzen) miteinander verknüpft werden. Die Nachfrage ist hierbei die treibende Größe. Auf die gewählte Modellstruktur wird in einem späteren Kapitel etwas näher eingegangen.

Es stellt sich nun die Frage nach dem Modellansatz. Wird von häufiger Anwendung, einfacher Reproduzierbarkeit und z. B. Varianten-Rechnungen ausgegangen, liegt der Rechneinsatz zur Arbeitserleichterung nahe. Die gesparte Zeit kann auf die Analyse der Ergebnisse angewandt werden.

Je nach Art der zu behandelnden Fragestellung bieten sich mathematisch gesehen, zwei Modelltypen an. Ist der Weg bekannt, bzw. soll er vorgegeben werden, und die Auswirkung gesucht, ist die geeignete Methode die Simulation. Ist die Wirkung vorgegeben und der Lösungsweg gesucht, nutzt man die Optimierung. Bei einem ausgedehnten Netzwerk ist im allgemeinen die Wegevielfalt sehr groß, so daß zunächst die Frage nach dem Weg im Vordergrund steht. Wenn Reproduzierbarkeit gefordert wird, muß es ein festes mathematisches Ordnungskriterium geben. Das bietet die lineare Optimierung, die das Maximum bzw. Minimum unter den verschiedenen möglichen Lösungen aufzeigt. Im allgemeinen wird in solchen Modellen das Kostenminimum gesucht.

Nach der Wahl des Modelltyps verbleibt die Aufgabe der Formalisierung, d. h. die Transformation der Energieversorgung in ein mathematisches (lineares) Gleichungssystem, gemäß Bild 3. Durch ein lineares Gleichungssystem wird das Netzwerk vom Primärenergieeinsatz bis zur Nachfrage erfaßt. Dabei muß gewährleistet sein, daß ein Energieträgeroutput a_{ij} einer Technik x_i bei einer anderen Technik x_k auch Energieträgerinput a_{ik} ist.

Die Technik selber ist die variable Größe. Über ein seit langem bekanntes mathematisches Verfahren wird dann eine optimale Lösung aufgesucht, für die gilt, daß die Summe aller energetischen Aufwendungen größer oder gleich einem vorgegebenen Wert, im allgemeinen der Nachfrage ist.

Optimiert wird dadurch, daß die sogenannte Zielfunktion in ihrem Wert minimal wird, also im angesprochenen Fall die Systemkosten, die in der Zielfunktion über die Kostenkoeffizienten e_j erfaßt werden. Man kann natürlich in der Zielfunktion auch andere Minimalitätskriterien formulieren, z. B. die Emissionen.

Bild 4 gibt nochmals detaillierter die Zuordnung zwischen der Energiewelt und dem linearen Optimierungsmodell (LP-Modell) wieder. Für die Rechnung muß sichergestellt sein, daß eine vollständige Datenbasis - also hier Kosten-, Emissions- und Technikdaten - vorhanden ist. Ferner muß man beachten, daß man unter Umständen einen nichtlinearen Vorgang in mehrere linear beschreibbare Schritte aufteilt mit den zugehörigen Gültigkeitsbereichen (Diskretisierung). Bei großen Modellen ist ein modularer Aufbau zum Verständnis aber auch beim Modellbau hilfreich.

Das IKARUS-Optimierungsmodell /Hake et al. 1993/ beinhaltet ca. 2000 Techniken sowie ca. 2600 Variable. Das Modell arbeitet quasi statisch, d. h. es bildet das Energiesystem zu einem bestimmten Zeitpunkt, in diesem Fall für die Stützjahre 1989 und 2005 ab. Optimierungskriterium ist die Minimierung der Gesamtsystemkosten bei gegebenen Klimagasreduktionsvorgaben. Dabei gehen in die Systemkosten alle systeminternen Kosten ein, die direkt mit der Inanspruchnahme einer Technik verbunden sind. Das sind im wesentlichen die Energiekosten, die wiederum nach gleichen Kriterien aus den Kosten der Förderung und des Transportes bis zum Nutzungsort bestehen, die annuitätisch umgelegten Kapitalkosten, sonstige Fixkosten und variable Kosten. Lediglich die Kosten, die mit dem Import von nicht im System gewonnenen Energieträgern verbunden sind, gehen als exogene Kostenvorgaben ein. Ebenfalls extern vorgegeben werden die Nachfragen nach Nutzenergie- bzw. Energiedienstleistungen, die vom System gedeckt werden müssen.

Das Modell bewertet also den zur Änderung des Energiesystems notwendigen Aufwand in Form von Kosten. Steuerliche Maßnahmen sind ursächlich nicht technikgebunden, entstehen nicht im System und sind somit nicht Bestandteil der Systemkosten. Auswirkungen von Steuern lassen sich mit dem Optimierungsmodell alleine nicht

analysieren, da Steuern im eigentlichen Sinne innerhalb der gewählten Systemgrenzen nicht als Aufwand interpretiert werden können.

Die erforderliche „makroökonomische Einbettung“ wird modellexogen durchgeführt. Sie umfaßt die Bereitstellung von Rahmendaten der Wirtschaft wie Wachstum und Bevölkerungsentwicklung und entwickelt daraus z. B. Importenergiepreise und Nachfragewerte. Die Rahmendaten beschreiben ein makroökonomisches Szenario. Sie sind z. T. direkt Bestandteil des Optimierungsdatensatzes. Bei den szenarioabhängigen Vorgaben ist so gewährleistet, daß diese aus makroökonomischer Sicht konsistent sind. Die Bewertung der Modellergebnisse hinsichtlich volkswirtschaftlicher Widerspruchsfreiheit erfolgt ebenfalls exogen. Da die von außen vorgegebenen Nachfragen einzuhaltende Parameter sind, erfolgt z. B. auf eine deutliche Verteuerung der Kosten innerhalb des Optimierungsmodells keine Reaktion im Sinne einer Reduzierung der Nachfrage. Vielmehr muß, falls etwa aufgrund von Kostenerhöhungen ein Rückgang der Nachfrage nach Personenverkehrsleistung zu erwarten ist, mit dem Modell iteriert, d. h. mit niedrigerer Nachfragevorgabe erneut gerechnet werden.

Das Ergebnis einer Optimierungsrechnung entspricht dem Planungsergebnis eines „allwissenden energiewirtschaftlichen Planers“, der unter Berücksichtigung exogener Vorgaben (z. B. Importenergiepreise oder Nachfrage nach bestimmten Nutzenergieformen) entsprechend einem Zielkriterium eine energiewirtschaftlich insgesamt „optimale“ Struktur für ein Energiesystem entwirft. Eine solche Optimallösung kann im Sinne einer Zielvorgabe interpretiert werden, die es durch die Wahl geeigneter Maßnahmen anzustreben gilt. Es kann damit für den tatsächlichen Planer eine wesentliche Entscheidungsgrundlage und -hilfe sein.

Modellstruktur

Bild 5 zeigt den modularen Aufbau des Modells entsprechend den energiewirtschaftlichen Sektoren des gezeigten Energieflußdiagramms. Jedes Modul wird wiederum durch eine Vielzahl repräsentativer Techniken charakterisiert.

Der Energiefluß läßt sich von der Primärenergieseite bis zur Nutzenergieseite in Kategorien von Energieträgern bzw. Energiedienstleistungen beschreiben. Die Primärenergiebereitstellung umfaßt sowohl die Förderung von Energieträgern im Inland als auch ihren Import (bei vorgegebenen Kosten). Hier können Mengenvorgaben (z. B. Obergrenzen) gesetzt werden. Auch Exportvorgaben für Energieträger, etwa bei Strom, können hier berücksichtigt werden. Diese Vorgaben sind Bestandteil der Szenariobeschreibung. Die Primärenergieträger sind grob unterteilt in nichtregenerierbare und regenerierbare Energieträger. Zu den nichtregenerierbaren Energieträgern gehören neben der Kernenergie alle fossilen Energieträger, wie z. B. Stein- und Braunkohle, Erdöl, Erdgas usw. Zu den regenerierbaren Energieträgern zählt die Sonnenenergie in ihren Ausprägungen Photovoltaik, Windenergie, Biomasse, Wasserkraft usw. Die Nutzenergie läßt sich über die Nachfrage nach Energiedienstleistungen darstellen. Die Energiedienstleistungen werden beschrieben über die Nachfrage nach Raumwärme, Prozeßenergie, Personen-km, Tonnen-km etc. Im Umwandlungsbereich werden die Primärenergieträger in Kraftwerken, Heizwerken und Veredlungsanlagen in Sekundärenergieträger (z. B. Koks, Benzin, Strom, Wärme) umgewandelt. Über die technischen Einrichtungen des Verteilungsnetzes wird den Nachfragesektoren Endenergie als Sekundärenergie zur Befriedigung der Nachfrage nach Energiedienstleistungen zur Verfügung gestellt. Von der Primärenergiebereitstellung bis zur Erfüllung des Nutzenergiebedarfs fallen Umwandlungs- und Transportverluste an. Verknüpfungen zwischen den Energieflüssen lassen sich durch die verwendeten Technologien über die spezifischen Energieträger- bzw. Mengeneinsätze pro abgegebener Mengen- bzw. Energieeinheit beschreiben. Mit den Massen- und Energieströmen lassen sich gleichzeitig Kosten- und Emissionsströme abbilden, indem man die Technologien nach dem gleichen Muster auch über ihre Kosten und Emissionen charakterisiert.

Zur Umsetzung des Energieflusses der Bundesrepublik Deutschland ist das System topologisch in zehn Hauptsektoren gegliedert:

I. Primäre Energieträger

Hier ist die inländische Förderung, der Import und der Export von primären Energieträgern abgebildet.

II. Stromsektor

Der Stromsektor umfaßt alle Technologien, die der Erzeugung, dem Transport und der Verteilung von Elektrizität auf verschiedenen Spannungsebenen dienen.

III. Wärmesektor

Dieser Sektor beschreibt alle Technologien, die der Erzeugung, dem Transport und der Verteilung von leitungsgebundener Wärme und Strom auch in Kraft-Wärme-Kopplung dienen.

IV. Raffineriesektor

Dieser Sektor beinhaltet die Umwandlung von Rohöl in Mineralölprodukte bestimmter Destilatstufen. Eine Veränderung der Kraftstoffqualität in der Raffinerie kann vom Modell nicht vorgenommen werden.

V. Gassektor

Hier ist der Transport und die Verteilung von Erdgas, Stadtgas und Wasserstoff auf den Netzebenen Ferntransport, Nahtransport und Verteilung abgebildet.

VI. Veredlungssektor

Der Veredlungssektor umfaßt die Umwandlung von Primärenergieträgern in gasförmige, flüssige und feste Produkte als Endenergieträger mit Ausnahme des Raffineriesektors.

VII. Industrie

Der Sektor Industrie ist nach zehn Wirtschaftssektoren gegliedert, in denen Produktionsketten auf hohem Aggregationsniveau abgebildet sind.

VIII. Verkehr

In diesem Sektor ist der Personen- und Gütertransport gegliedert nach Transportmitteln erfaßt.

IX. Haushalte

Hier sind die Technologien zur Erzeugung von Raumwärme, Warmwasser, Licht, Kraft- und Prozeßenergie für Haushalte abgebildet. In diesem Sektor sind auch Maßnahmen zur Energieeinsparung beschrieben.

X. Kleinverbraucher

Dieser Sektor umfaßt die Produktionstechnologien sowie Technologien und Maßnahmen wie in IX. zur Versorgung der Kleinverbraucher nach Branchen.

An die Sektoren VII bis X sind die Nachfragen angeschlossen. Um die komplexen Zusammenhänge der Energieversorgung besser abbilden zu können, sind alle Hauptsektoren in Subsektoren zerlegt. Die Verknüpfung der einzelnen Sektoren erfolgt in einer Oberstruktur. Über diese erfolgt die mengenmäßige Logistik zwischen den Sektoren. Wird z. B. im Verkehrssektor ein Methanolauto eingeführt, so wird dem Verkehrssektor das zum Betrieb notwendige Methanol in der erforderlichen Menge aus der Oberstruktur zugeführt. Dieser wiederum wird das Methanol aus dem Importsektor bzw. aus dem Umwandlungssektor z. B. über die Reformierung von Erdgas bereitgestellt. Ein weiteres Beispiel ist die Bereitstellung von leichtem Heizöl aus dem Raffineriesektor über die Oberstruktur in den Raumwärmesektor.

Das gesamte Energiesystem nutzt eine große Zahl von Energieträgern für die Endenergieversorgung bzw. Nutzenergieerbringung. Im Modell sind ca. 90 Energieträger abgebildet, die zu 13 Hauptenergieträgern zusammengefaßt sind und die alle über die Oberstruktur zwischen den Sektoren verteilt werden können. Die Hauptenergieträger können aus Tabelle 1 entnommen werden.

Die Charakterisierung der für das Modell notwendigen Techniken umfaßt auch die Angabe von emissionspezifischen Daten in Abhängigkeit von den jeweiligen Energieträgern auf allen Ebenen von der Gewinnung (Import) bis zur Nutzung.

- | |
|--------------------------------------|
| 1. Steinkohle und Steinkohleprodukte |
| 2. Braunkohle und Braunkohleprodukte |
| 3. Kernbrennstoffe |
| 4. Gase |
| 5. Öle und Ölprodukte |
| 6. Sonstige Festprodukte |
| 7. Regenerative |
| 8. Wasserstoff |
| 9. Strom |
| 10. leitungsggebundene Wärme |
| 11. Alkohole |
| 12. Müll |
| 13. Biomasse |

Tabelle 1: Hauptenergieträgerliste

Mit den Massen- bzw. Energieströmen von der Primärenergie-Bereitstellung bis zur Endenergieversorgung bzw. zum Nutzenergieangebot werden gleichzeitig Emissionsströme berechnet und bilanziert. Das Emissionskonzept orientiert sich dabei an den klimarelevanten Emissionen, die während des gesamten Energieflusses von der Primärenergieseite bis zur Endenergie- bzw. Nutzenergieseite in den jeweiligen Stufen anfallen. Somit sind auch die vorgelagerten Emissionen der Energieträgerimporte erfaßt. Derzeit können vom Modell folgende Emissionen bilanziert bzw. berechnet werden: CO_2 , CO, SO_2 , NO_x , CH_4 , NMKWS (Nicht-Methan-Kohlenwasserstoffe).

Wie bereits erläutert, wird vom Modell die Lösung mit den geringsten Gesamtkosten gesucht. Dabei ist das folgende modellspezifische Verhalten zu berücksichtigen: Befriedigen zwei technisch gleichartige Kombinationen A und B die gleiche Nachfrage, wobei A die billigere Alternative ist, wird im Optimierungsprozeß die Kombination A zu 100 % gewählt. Damit auch die Kombination B zur Nachfragedeckung genutzt wird, muß die Kombination A in ihrer Höhe so begrenzt werden, daß B zur Deckung herangezogen werden muß. Oder dem Modell muß vorgeschrieben werden, daß B mit

einer bestimmten Mindestmenge genutzt werden muß. Diese Begrenzung erreicht man durch Vorgabe von Schranken. Diese können in der Form einer unteren Schranke (lower limit) für B, oberen Schranke (upper limit) für A oder als fixer Wert (equality) für A oder B formuliert werden.

Die Wahl von Schranken kann in unterschiedlicher Weise begründet sein.

1. Eine Technologie kann z. B. nur begrenzt verfügbar sein. Als Beispiel sei die Inlandsförderung von Erdöl genannt.
2. Aus politisch-ökonomischen Gründen kann es z. B. erforderlich sein, eine bestimmte Technik einzusetzen. So kann z. B. erzwungen werden, teure heimische Steinkohle mit einer vorgegebenen Mindestmenge einzusetzen.
3. Verbraucherverhalten erfolgt nicht nur nach ökonomischen Kriterien. So ist es z. B. sinnvoll, im Raumwärmemarkt die kostengünstige Beheizung von Wohnungen mit braunkohlebefeuelten Einzelöfen nach oben zu begrenzen, weil die Verbraucher im wesentlichen aus Komfortgründen diese Beheizungsart nicht mehr wählen.

Wie aus diesen Beispielen zu ersehen ist, ist in jedem Fall im Modell die Vorgabe von Schranken notwendig, um die LP-spezifische Reduktion der Optimallösung auf wenige Technologien aufzuheben und bestimmte Techniken zur Lösung zuzulassen. Andererseits muß darauf geachtet werden, daß jede Schranke den Lösungsraum einengt.

Ein Rechenfall bzw. ein Szenario wird bei gegebenem Technikdatensatz dadurch definiert, daß man die Nachfragen vorgibt. Zusätzlich begrenzt man mit Variablen-schranken (auch Bounds genannt) den möglichen mathematischen Lösungsraum entsprechend den durch Verbraucherverhalten, energiepolitischen Vorgaben oder auch physikalisch oder ökonomisch gegebenen Potentialen. In diesem so begrenzten Lösungsraum wird vom Modell die kostenoptimale, d. h. die mit dem geringsten monetären Aufwand erreichbare Lösung aufgezeigt und die zugehörigen Systemkosten (als Zielfunktionskosten) ausgewiesen. Weitere Schranken, z. B. CO₂-Restriktionen, die man in einen weiteren Rechenlauf setzt, engen im allgemeinen den Lösungsraum weiter

ein und führen zu einer neuen (teureren) Lösung, deren Ergebnisse man relativ zum ersten Fall analysieren kann. Diese Vorgehensweise bezeichnet man als Szenariotechnik.

Platzhalterkonzept, Daten

Innerhalb der Module sind die jeweils repräsentativen Techniken abgelegt. Bild 6 zeigt das dabei realisierte Platzhalterkonzept am Beispiel von Kohlekraftwerken. Beim Platzhalterkonzept wird eine Technik nur durch ihre Eigenschaften charakterisiert, also z. B. daß der Energieinput eines Steinkohlekraftwerkes Steinkohle ist - und nicht Braunkohle oder Erdgas. Es werden aber keine quantitativen Angaben gemacht. Diese erfolgen erst, wenn der jeweilige Platzhalter mit einem bezüglich der Eigenschaften passenden Datensatz belegt wird. So können sehr viele Datensätze vorgehalten werden, ohne die Modellstruktur unnötig zu vergrößern, insbesondere wenn man bedenkt, daß z. B. zwei Techniken, die bis auf die Kosten völlig identisch sind, nur eine scheinbare Vielfalt im Modell widerspiegeln. Im kostenoptimalen Fall wird immer nur die billigere Technik zu 100 % genommen. Anders sieht dies allerdings aus, wenn sich eine zweite Technik in weiteren Werten von der ersten unterscheidet. Dann kann sich die Auswahl in Abhängigkeit von anderen Randbedingungen ändern. (Steigende Energiekosten können z. B. die Lösung von dem in den Anlagenkosten billigeren Kraftwerk zu dem teureren aber energetisch günstigeren umschlagen lassen.) Insoweit macht es also Sinn, pro Technik mehr als einen Platzhalter vorzusehen und die Belegung im Hinblick auf die Fragestellung zu prüfen bzw. zu ändern.

Die Daten, mit denen die repräsentativen Techniken beschrieben werden, wurden im Verbundprojekt IKARUS erhoben. Datenquelle ist hierbei die im Rahmen des Projektes entwickelte Technikdatenbank /Laue et al. 1996/.

Vorgehensweise bei der Benutzung des IKARUS-Optimierungsmodells

Bei der Realisierung des Modells wurde nicht nur ein modularer Aufbau gemäß der sektoralen Betrachtungsweise vorgenommen, es wurde auch nach recheninternen Abläufen funktional gegliedert. So erfolgt die Datenverwaltung und -bereitstellung und die Ergebnisverwaltung über eine Datenbank, während die eigentlichen Rechenvorgänge inklusive der Optimierung in einem Rechenkern erfolgen. Für die Bedienung des Modells wurde eine graphische Oberfläche entwickelt, die zugleich eine Führungshilfe für den Benutzer darstellt.

In Bild 7 ist ein typischer Rechenablauf dargestellt, wie ihn ein Benutzer durchführen muß. Zunächst muß der Benutzer die Fragestellung mental in eine Rechenfallspezifikation umsetzen. Er wird eventuell Daten ändern, z. B. Platzhalter austauschen und sonstige Restriktionen, z. B. die Nachfrage ändern und so seinen Rechenfall definieren. Dabei können seine Änderungen in ein sogenanntes Fallprotokoll, gemeinsam mit dem Rechenfall gespeichert werden. Anschließend läßt der Benutzer durch den Rechner den Inputdatensatz generieren, denn die Optimierungsrechnung erfordert einen Datensatz in einer ganz bestimmten Struktur (MPS-Dateien). Anschließend erfolgt die Optimierung, die Ergebnisse werden automatisch in eine Lösungsdatei geschrieben, wo sie aber weder vom Format noch von der Nomenklatur einfach zu lesen sind. Aus diesem Grunde erfolgt eine Aufbereitung der Ergebnisse in Tabellen und in Graphiken von gewohnter Form. Diese können z. B. optional auch in eine Tabellenkalkulation bzw. in die Textverarbeitung eingebunden werden.

Die Analyse erfolgt im allgemeinen durch Vergleich mit einem Referenzfall, d. h. einen allgemeinen Fall, der nicht im Hinblick auf die Fragestellung in seinen Randbedingungen verändert wurde. Häufig spricht man dann beim Referenzfall von Business as usual, d. h. der normalerweise praktizierten derzeitigen oder zukünftigen Handlungsweise.

Weitere Anwendungsmöglichkeiten

In einer über das IKARUS-Projekt hinaus erweiterten Version des Optimierungsmodells können je nach Fragestellung, bzw. um eine Fragestellung unterschiedlich zu formulieren, verschiedene Zielfunktionen gewählt werden. Bild 8 zeigt die Kategorien der Zielfunktionsvarianten.

In der Regel werden die Kosten (Gesamtkosten oder eventuell auch sektorale Kosten) unter energiewirtschaftlichen und umweltrelevanten Restriktionen im System minimiert. Es ist aber auch eine Minimierung der Emissionen (z. B. CO₂ oder andere klimarelevante Gase gesamt oder sektoral) mit zusätzlichen Restriktionen auf die Systemkosten möglich.

Eine spezielle Kategorie stellt die sogenannte unscharfe (oder fuzzy) Optimierung dar. Oft wird ein Benutzer (z. B. ein Entscheidungsträger) nicht genau die Restriktionen festlegen wollen (oder können). Zum Beispiel könnte auf die Förderung der deutschen Steinkohle aus politischen Gründen eine untere, eventuell auch eine obere Grenze gelegt werden. Diese Grenzen sind in der Regel Szenario-Parameter, die in bestimmten Bereichen liegen können. Dabei gibt es Bereiche der Zufriedenheit (d. h. mit diesen Werten wäre man voll zufrieden) und der Unzufriedenheit (d. h. mit diesen Werten wäre man ganz unzufrieden). In den Bereichen dazwischen wäre man teilweise zufrieden (oder unzufrieden), d. h. es gibt eine gewisse Unschärfe. Eine ähnliche Überlegung könnte man auch für die Kosten, Emissionen etc. anstellen. In einer „unscharfen“ Optimierung wird dann die Zufriedenheit maximiert.

Grenzen

- Wie bereits mehrfach erläutert, wird ein Modell als Hilfsmittel zur Beantwortung eines zuvor festgelegten Fragenspektrums konzipiert. Bei Fragen, die darüber hinaus gehen, muß überlegt werden, mit welcher Art von Modifizierung (z. B. Daten- oder Modellstrukturänderungen etc.) eine Beantwortung möglich ist. Ist dies nicht der Fall, muß evtl. auf ein anderes Hilfsmittel zurückgegriffen oder ein neues Modell erstellt werden.

- Mit dem IKARUS-LP-Modell lassen sich gesamtsystembezogene, sektorspezifische, energieträgerspezifische und technikspezifische Fragen beantworten. Jede Fragestellung muß vom Modellanwender auf die Schnittstellen des Modells transformiert werden. Das heißt, es ist mitunter vor Start eines Modellaufs eine Übersetzungsarbeit als Vorarbeit geleistet worden. Diese Arbeit als auch die Interpretation der vom Modell erarbeiteten Ergebnisse setzen die Kenntnis von Modellphilosophie sowie der Modellstruktur voraus.
- Entsprechend einem Zielkriterium und den gesetzten Randbedingungen wird vom Modell eine „optimale“ Struktur des Energiesystems errechnet, was praktisch dem Planungsergebnis eines „allwissenden gesamtwirtschaftlichen Planers“ entspricht. Eine solche Optimallösung kann im Sinne einer Zielvorgabe (z. B. CO₂-Reduzierung) interpretiert werden. Es kann damit für den tatsächlichen Planer neben anderen Hilfsmitteln eine weitere Entscheidungshilfe oder auch -grundlage sein. Da in der Realität aber einzelwirtschaftliche Akteure nach individuellen Optimierungskriterien handeln, weicht jedes tatsächliche Abbild der Energiewirtschaft von der durch das LP-Modell skizzierten Optimalstruktur ab. Es ist dann die Aufgabe der entsprechenden Entscheidungsträger durch geeignete Maßnahmen unter Beachtung der individuellen Optimierungskriterien der einzelwirtschaftlichen Akteure eine Entwicklung des tatsächlichen Energiesystems in Richtung des durch das LP-Modell skizzierten optimalen Energiesystems zu initiieren.
- Ausgehend von den Fragestellungen werden die Grenzen des zu beschreibenden Systems festgelegt. Dies bedeutet für das IKARUS-LP-Modell:
 - Es werden lediglich energiebedingte Klimagasemissionen betrachtet.
 - Wiederaufforstungsmaßnahmen als CO₂-Senke sind nicht abgebildet.
 - Der nichtenergetische Verbrauch ist nicht abgebildet.
 - Auswirkungen ökonomischer Lenkungsinstrumente (z. B. Steuern, Zertifikate) lassen sich nicht analysieren.
 - Externe Kosten finden im Modell keine Berücksichtigung.

Rechnungen mit CO₂-Reduktionsszenarien

Im folgenden Kapitel sollen alternative CO₂-Reduktionsszenarien dargestellt und diskutiert werden. Es werden die folgenden vier Fälle behandelt:

- das Standard-Szenario (BAS)
- das fossil-nukleare Szenario (FON)
- das regenerativ-dezentrale Szenario (REG)
- das Sparszenario (SPAR).

Alle Szenarien sind so aufgebaut, daß im Jahre 2005 der Zielwert der Bundesregierung für Deutschland von 25 % CO₂-Reduktion, bezogen auf 1990, erreicht wird.

Rahmendaten

Rahmendaten oder Rahmenbedingung sind das Fundament, auf das die Analyse aufbaut. Sie beziehen sich auf die wesentlichen makroökonomischen Parameter und auf diejenigen Größen, welche die Energienachfrage bestimmen. Sie werden exogen (außerhalb des Modells) als Erwartungswerte von Experten prognostiziert. Solche zukünftigen Rahmendaten sind natürlich mit Unsicherheiten behaftet und müssen unter Umständen bei verschiedenen Szenarien in ihrem Zahlenwert variiert werden, um ihren Einfluß auf die Rechenergebnisse zu bestimmen.

	Alte Bundesländer	Neue Bundesländer	Deutschland
	ABL	NBL	D
Bevölkerung 10 ⁶	65,0	15,2	80,2
Wohnfläche 10 ⁹ m ²	2,59	0,48	3,07
BIP 10 ¹² DM	4,18	0,54	4,86
Personen km 10 ⁹	900	224	1124
Tonnen km 10 ⁹	392	82	474
Ölpreis DM/t	305	305	305

Tabelle 2: Rahmendaten für 2005

Festlegung von Importpreisen und Energienachfragen

Die Importpreise der Energieträger und die Nachfragewerte werden außerhalb des Modells erhoben und dem Modell exogen vorgegeben. Unter dem Begriff „Nachfragen“ ist die Nachfrage nach Energiedienstleistungen zu verstehen, wie z. B. gefahrene Personen- und Tonnenkilometer im Verkehrssektor oder die Nettoproduktionswerte im Industriesektor. Diese Größen werden auch als Energienachfrage-Determinaten bezeichnet. Die Tabellen 3 und 4 enthalten eine Auswahl relevanter Import-energeträgerpreise sowie Nachfragegrößen. Die in Tabelle 4 aufgelisteten Nachfragen sind als aggregierte Werte angegeben; die im Modell weiter disaggregiert (z. B. für verschiedene Industriebranchen) vorgegeben werden. Alle Werte steigen bis 2005 an, wobei Industrie und Verkehr besonders hohe Wachstumsraten haben.

Für die Berechnung der verschiedenen Szenarien werden die Werte der Energienachfragegrößen konstant gehalten.

Referenz- und Reduktionsszenarien

Die vier genannten Szenarien werden zweimal gerechnet, zuerst als Referenzszenarien ohne besondere CO₂-Reduktionsvorgabe und dann als Reduktionsszenarien mit einer CO₂-Restriktion im Modell, die den Ausstoß auf einen vorgegebenen Wert begrenzt. Dabei gilt folgende Schreibweise:

Referenzszenarien = REF + Szenariokürzel

Reduktionsszenarien = CO₂ + Szenariokürzel.

Im folgenden werden die Annahmen und Begrenzungen für die vier Szenarien, mit denen der CO₂-Zielwert der Bundesregierung für 2005 erreicht werden kann, stichwortartig charakterisiert:

Energieträger	1989	2005
Import-SK	3,64	3,65
Rohöl	6,03	7,18
Erdgas A	3,62	4,61
Erdgas B	4,53	5,76
Zum Vergleich: dtsch. - SK	6,88	7,09

SK=Steinkohle

Tabelle 3: Preise der wichtigsten Import-Energieträger in DM₈₉/GJ

ABL	1989	2005	Anstieg in %
Raumwärme(10 ⁶ m ²)			
EFH	1327	1601	+ 20,6
MFH	871	985	+ 13,1
Σ	2198	2586	+ 17,7
Verkehr			
PV (Mrd. Pkm)	709	900	+ 26,9
GV (Mrd. tkm)	281	392	+ 39,5
Industrie (Mrd. DM) NPW ₈₅	591,6	801,5	+ 35,4
KV Beschäftigte (Mio)	22,1	24,1	+ 9,0
NBL	1989	2005	Anstieg in %
Raumwärme			
EFH	157	211	+34,4
MFH	262	269	+2,7
Σ	419	480	+14,6
Verkehr			
PV (Mrd. Pkm)	145,1	213,5	+ 47,1
GV (Mrd. t km)	75,1	81,7	+ 8,8
Industrie (Mrd. DM) NPW ₈₅	(100)	134,6	+ 34,6
KV Beschäftigte (Mio)	4,6	6,0	+ 31,0

Abkürzungen:

EFH: Einfamilienhaus

MFH: Mehrfamilienhaus

PV: Personenverkehr

Pkm: Personenkilometer

GV: Güterverkehr

tkm: Tonnenkilometer

NPW: Nettoproduktionswert

KV: Kleinverbraucher

Tabelle 4: Entwicklung der wichtigsten Nachfragegrößen in den alten und neuen Bundesländern (ABL bzw. NBL) bis zum Jahr 2005

Basisszenario

- Begrenzung der Kohle auf Mindestförderung,
- konstanter Beitrag der Kernenergie (IMA-Vereinbarung),
- stärkere Zunahme der Gasnutzung,
- geringer Beitrag regenerativer Energiequellen und dezentraler Techniken,
- normales Energiesparen.

Fossil-nuklear

- Begrenzung der Kohle, aber nicht bis auf den Minimalwert,
- geringer Anstieg der Kernenergie,
- mäßige Zunahme der Gasnutzung,
- geringer Beitrag regenerativer Energiequellen und dezentraler Techniken (BHKW),
- normales Energiesparen.

Regenerativ-dezentral

- Begrenzung der Kohle auf Mindestförderung,
- konstanter Beitrag der Kernenergie,
- stärkere Zunahme der Gasnutzung
- möglichst großer Beitrag regenerativer Energiequellen und dezentraler Techniken (BHKW),
- normales Energiesparen.

Starkes Sparen

- Begrenzung der Kohle auf Mindestförderung
- konstanter Beitrag der Kernenergie,
- geringe Zunahme der Gasnutzung,
- geringer Beitrag regenerativer Energiequellen und dezentraler Techniken,
- starkes Energiesparen (mit besonderen Begrenzungen).

Die numerischen Werte für die wichtigsten Annahmen und Begrenzungen zeigt Tabelle 5 für die alten Bundesländer.

	BAS	FON	REG	SPAR
Steinkohle (PJ) Gewinnung	≥ 1050	≥ 1100	≥ 1050	≥ 1050
Steinkohle (PJ) Verstromung	≥ 500	≥ 500	≥ 500	≥ 500
Steinkohle (PJ) Importe	≤ 800	≤ 800	≤ 800	≤ 800
Braunkohle (PJ) Verstromung	≥ 500	≥ 670	≥ 500	≥ 500
Erdgas (PJ) Importe	≤ 2600	≤ 2600	≤ 2600	≤ 2600
Kernenergie (GW)	$= 22,4$	$= 23,7$	$= 21,1$	$= 22,4$
Windkraft (Küste) (GW)	$\geq 2,7$ $\leq 3,2$	$\geq 2,7$ $\leq 3,2$	$\geq 2,7$ $\leq 8,0$	$\geq 2,7$ $\geq 3,2$
Windkraft (GW) Binnenland	$\leq 0,8$	$\leq 0,8$	≤ 5	$\leq 0,8$
Solares Warm- wasser (PJ)	-	-	≥ 10	-
Solare Nah- wärme (PJ)	-	-	$\geq 1,8$	-
Feste Biomasse (PJ)	-	-	$= 161$	-
Ethanol (PJ)	-	-	≥ 10	-
Raps (PJ)	-	-	≥ 40	-
Blockheiz- kraftwerke (MW)	-	-	≥ 7000	-

Tabelle 5: Wichtige energiepolitische Begrenzungen in den verschiedenen Reduktions-szenarien für die ABL

Rechenergebnisse und Basisszenarien

Die Referenzszenarien REFBAS für die ABL und die NBL dienen als „methodische Meßplatte“ und repräsentieren quasi den business-as-usual-Fall. In diesem Szenario wird keine höchstzulässige Grenze für die CO₂-Emission gesetzt. In den nach minimalen

Kosten optimierten Referenzszenarien wird durch wirtschaftlich günstige Effizienzverbesserungen und Strukturveränderungen für die BRD gegenüber 1989 eine Reduktion der Primärenergie um 1900 PJ für 2005 erreicht. Damit verbunden ist eine Reduktion von Braun- und Steinkohle und eine Erhöhung des Einsatzes von Erdgas (und zum Teil Erdöl). Bild 9 zeigt die Zusammensetzung des Primärenergieverbrauchs für die Basisszenarien.

Mit dieser Entwicklung ist eine Reduktion der CO₂-Emissionen gekoppelt (s. Bild 10), während in den ABL nur 43 Mio t reduziert werden (= 6 %), beläuft sich die Minderung in den NBL auf 152 Mio t (= -48 %) bezogen auf 1989. Damit ist das Reduktionssziel für NBL erreicht, nicht jedoch für die ABL.

Rechenergebnisse Referenzszenarien

Die Referenzszenarien (REFBAS, REFFON, REFREG, REFSPAR) beschreiben die oben charakterisierten Szenarien ohne zusätzliche CO₂-Restriktion. Die folgende Darstellung beschränkt sich auf die Optimierungsergebnisse. Tabelle 6 vergleicht die globalen Rechenwerte.

	REFBAS	REFFON	REFREG	REFSPAR
Primärenergieverbr. (PJ)	10960	10990	11055	10061
CO ₂ -Emission (Mio t)	653	649	652	593
Systemkosten (Mrd. DM)	721,9	722,3	734,7	758,9

Tabelle 6: Vergleich der globalen Parameter der Referenzszenarien (ABL, 2005)

Die beiden Referenzszenarien REFBAS und REFFON unterscheiden sich bei allen drei Kennzahlen um weniger als 1 %. Durch etwas höhere Kosten bei der Stromerzeugung für REFFON liegen die Systemkosten ein wenig höher.

Im Falle von REFREG steigen dann wegen der stärkeren Nutzung der meist teuren regenerativen Energiequellen und der Blockheizkraftwerke die Gesamtsystemkosten stark an. Die deutlichsten Änderungen treten im Szenario REFSPAR auf. Gegenüber REFBAS verringert sich der Primärenergieverbrauch um mehr als 8 % und der CO₂-

Ausstoß ist über 9 % niedriger. Da z. T. starke Sparmaßnahmen in das Szenario gezwungen wurden, erhöhen sich die Systemkosten drastisch (37 Mrd. DM).

Die Struktur von Primär- und Endenergieverbrauch sind für die Referenzszenarien REFBAS, REFFON und REFREG ähnlich. Größere Abweichungen treten nur beim Szenario REFSPAR auf (Tabelle 7). Durch starke Sparmaßnahmen im Verkehr und bei den Haushalten ist der Verbrauch an Mineralölen im Vergleich zu REFBAS erheblich niedriger. Der geringere Gasverbrauch im Szenario REFSPAR ist auf den Einsatz effizienterer Technologien insbesondere in den Sektoren Kleinverbraucher und Haushalte zurückzuführen.

	Mineralöl		Erdgas	
	REFBAS	REFSPAR	REFBAS	REFSPAR
Industrie (PJ)	136	134	454	442
Verkehr (PJ)	2131	1726	4	4
Haushalte (PJ)	977	855	644	528
Kleinverbr. (PJ)	190	190	456	308
Ges. Enden. (PJ)	3435	2905	1559	1281

Tabelle 7: Veränderung des Öl- und Gasverbrauchs im Referenzszenario REFSPAR (ABL, 2005)

Rechenergebnisse Reduktionsszenarien

Im folgenden werden die vier Reduktionsszenarien im Hinblick auf Energieeinsatz, CO₂-Emissionen und Kosten untereinander verglichen und - wenn notwendig - mit dem Standard-Referenzszenario REFBAS. Alle Reduktionsszenarien für die ABL sind so angelegt, daß zusammen mit dem Referenzszenario für die NBL das CO₂-Reduktionsziel der Bundesregierung erreicht wird. Bild 11 zeigt den Primärenergieverbrauch.

Beim gesamten Primärenergieverbrauch ergibt sich für die Szenarien CO2BAS, CO2FON und CO2REG gegen dem Referenzszenario jeweils ein mittlerer Rückgang des Primärenergieverbrauchs um rund 5 %. Die kohlenstoffreichen Energieträger Steinkohle, Braunkohle und Mineralöl tragen überproportional zum Rückgang bei, während das kohlenstoffarme Erdgas kräftig zunimmt. Im Sparszenario CO2SPAR beträgt die Verringerung des Primärenergieverbrauchs fast 10 %. Dabei fällt auf, daß in diesem

Szenario der Erdgasanteil deutlich zurückgeht, weil das Modell durch die erzwungene Einsparung auf einen erhöhten Erdgaseinsatz verzichten kann.

Das Standardszenario CO2BAS mit den geringsten Systemkosten ist durch einen hohen Erdgasanteil von 3150 PJ gekennzeichnet. Erdgas muß hier in starkem Maße den CO₂-Ausstoß kompensieren. Im fossil-nuklearen Szenario CO2FON sind insbesondere die Braunkohle- und Kernenergienutzung höher als in den anderen Szenarien. Da die Kernenergie die CO₂-Reduktion hier nicht alleine übernehmen kann, ist immer noch ein relativ hoher Gasanteil notwendig.

Im regenerativ-dezentralen Szenario CO2REG ist bei dem höchsten Anteil der regenerativen Energieträger von ca. 460 PJ (inkl. Müll) und dem niedrigsten Beitrag der Kernenergie der Gasanteil wieder hoch. Hier wird das Gas benötigt, um den CO₂-Anstieg durch die geringe Kernenergienutzung zu kompensieren. Die regenerativen und dezentralen Energieträger und Techniken schaffen das alleine nicht. Im Sparszenario CO2SPAR wird durch die erzwungenen starken Sparmaßnahmen in den Endverbrauchssektoren soviel CO₂ reduziert, daß wieder mehr Steinkohle von insgesamt etwa 1530 PJ genutzt werden kann. Der Anteil an billiger Importkohle ist hier im Vergleich zu den anderen Szenarien am höchsten.

Die Reduktionsbeiträge der einzelnen Sektoren zur Erreichung des CO₂-Zieles sind das Ergebnis einer Kostenminimierung unter CO₂-Restriktion. Die Forderung, z. B. alle Sektoren mit der gleichen relativen Reduktion zu belasten, ist volkswirtschaftlich teurer als die optimale Lösung und deshalb nicht sinnvoll.

Bild 12 zeigt, daß die Optimierung für die Fälle BAS, FON und REG den weitaus größten Anteil am Reduktionspotential im Umwandlungssektor, insbesondere Stromsektor, identifiziert. Dies wird durch eine Verringerung der Steinkohleverstromung um die Hälfte, eine Reduzierung der Braunkohleverstromung um ein Drittel und einen stärkeren Einsatz von Erdgas erreicht. Der nächste höhere Betrag wird dann im Haushaltssektor durch eine bessere Wärmedämmung und durch die Nutzung von mehr Erdgas erzielt. Beide Sektoren führen zusammen rund 80 % der CO₂-Reduktion durch.

Bei den restlichen Sektoren sind die Potentiale entweder schon ausgeschöpft oder die Kosten sind deutlich höher. Der Verkehr liefert nur im Szenario CO2SPAR einen zusätzlichen Reduktionsbeitrag. Im Sparszenario verringern sich durch die vorgegebenen Maßnahmen die CO₂-Emissionen in den Endverbrauchersektor, so daß im Umwandlungsbereich wieder mehr CO₂ emittiert werden kann (wieder mehr Kohleverstromung).

Eines der wichtigsten Entscheidungskriterien für die Auswahl eines effizienten Szenarios zur Treibhausgas-Reduktion sind die Mehrkosten, welche für die CO₂-Reduktion aufgewendet werden müssen. Da das Reduktionsniveau für alle Szenarien gleich ist, sind die Mehrkosten und die durchschnittlichen CO₂-Reduktionskosten proportional. Mehrkosten und CO₂-Minderung werden beide auf das Referenzszenario ohne CO₂-Restriktion REFBAS bezogen.

In Bild 13 werden die sektoralen Mehrkosten dargestellt.

Die CO₂-Reduktionskosten sind für das Standardszenario CO2BAS am niedrigsten. Im fossil-nuklearen Szenario CO2FON sind die Kosten geringfügig höher. Ursache hierfür sind insbesondere Kostenerhöhungen im Stromsektor durch den Zubau eines Kernkraftwerkes und durch Zubau von Braunkohle-Kraftwerkskapazität. Des weiteren ist im Haushaltssektor durch verstärkte Dämmmaßnahmen ein bestimmter Kostenanstieg zu beobachten. Die höheren CO₂-Emissionen durch mehr Braunkohle-Einsatz und weniger Erdgas im fossil-nuklearen Szenario können durch das 1,3 GW Kernkraftwerk nicht kompensiert werden. Deshalb muß durch zusätzliche Wärmedämmmaßnahmen bei Wohngebäuden der CO₂-Ausstoß im Haushaltssektor von 100 Mio t im Standardszenario CO2BAS auf 95 Mio t im fossil-nuklearen Szenario CO2FON verringert werden. Hierdurch entstehen die zusätzlichen Kosten im Haushaltssektor.

Im regenerativ-dezentralen Reduktionsszenario CO2REG verdoppeln sich die CO₂-Reduktionskosten im Vergleich zum Standardszenario CO2BAS. Die Systemkosten liegen um rund 11 Mrd DM höher. Durch den verstärkten Einsatz regenerativer Energiequellen entstehen in den Sektoren Primärenergie, Stromerzeugung, Wärme-

erzeugung und Verkehr erhöhte Kosten. Der größte Anteil von über 8 Mrd DM entsteht im Nahwärmebereich durch den sehr starken Einsatz von Blockheizkraftwerken (7 GW_{elektr.}).

Die höchsten CO₂-Reduktionskosten treten im Sparszenario CO2SPAR auf. Sie sind rund um den Faktor fünf höher als für das Standardszenario CO2BAS. Da die Spartechnologien in den Endverbrauchssektoren durch entsprechende Bounds in Lösung gezwungen wurden, treten die Mehrkosten bevorzugt in diesen Sektoren auf. Die vorgelagerten Umwandlungs- und Primärenergiesektoren werden dadurch kostenmäßig entlastet. Insgesamt steigen die Systemkosten gegenüber CO2BAS um ca. 30 Mrd DM.

Auffällig ist der sehr hohe Kostenanstieg im Verkehrssektor. Der Verkehr spielt bei den Systemkosten eine herausragende Rolle. In allen Szenarien beläuft sich der Anteil des Verkehrs an den gesamten Systemkosten im Mittel auf etwas über 77 %. Die Kosten des Verkehrs sind damit mehr als zehnmal größer als die Kosten des gesamten Umwandlungssektors. Die Ursachen liegen in den großen Kapazitäten, den kurzen Lebensdauern der Fahrzeuge und den geringen Auslastungen im Verkehrsbereich. Da alle Maßnahmen im Verkehr aufgrund dieser Verhältnisse spezifisch sehr teuer sind, wird das Optimierungsmodell erst die kostengünstigeren Maßnahmen aus den anderen Sektoren in Lösung nehmen. Dies hängt natürlich von den zugrunde gelegten Daten ab. Hier wird unterstellt, daß keine Verhaltensänderung stattfindet. Das heißt, die Spar-Pkw sind im Mittel in bezug auf Komfort und Größe gleich.

Literatur

Edwin 1994

Edwin, K.: Optimierung in der Energieversorgung - Wege und Ziele.

In: VDI-Berichte Nr. 1130, S. 1 - 18,

VDI-Verlag, Düsseldorf, 1994

Hake et al. 1993

Hake, J.-Fr., Kuckshinrichs, W., Markewitz, P., Martinsen, D., Walbeck, M.:

Modelle.

In: VDI-Berichte Nr. 1043, S. 23 - 48,

VDI-Verlag, Düsseldorf, 1993

Laue et al. 1996

Laue, H.-J., Weber, K.-H., Tepel, J.W.:

IKARUS-Datenbank - Ein Informationssystem von technischen,

wirtschaftlichen und umweltrelevanter Bewertung von Energietechniken.

Monographien des Forschungszentrums Jülich, Band 14, 1996 (erscheint demnächst)

Walbeck et al. 1988

Walbeck, M., Wagner, H.-J., Martinsen, D., Bundschuh, V.:

Energie und Umwelt als Optimierungsaufgabe. Das Marnes-Modell,

Springer Verlag 1988

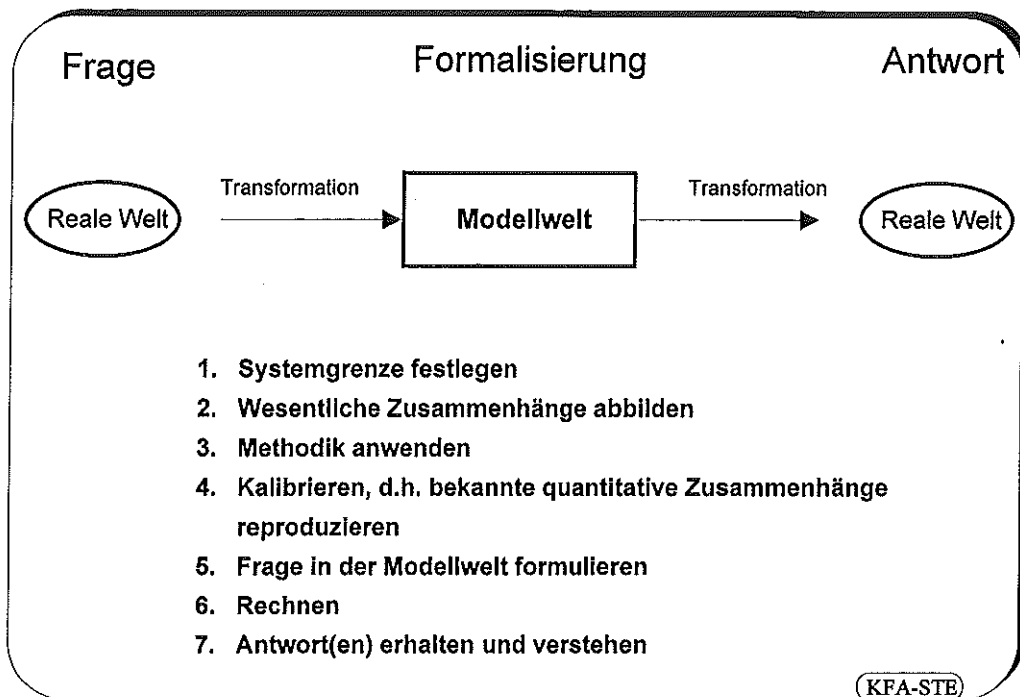


Bild 1: Modellbildung und Anwendung

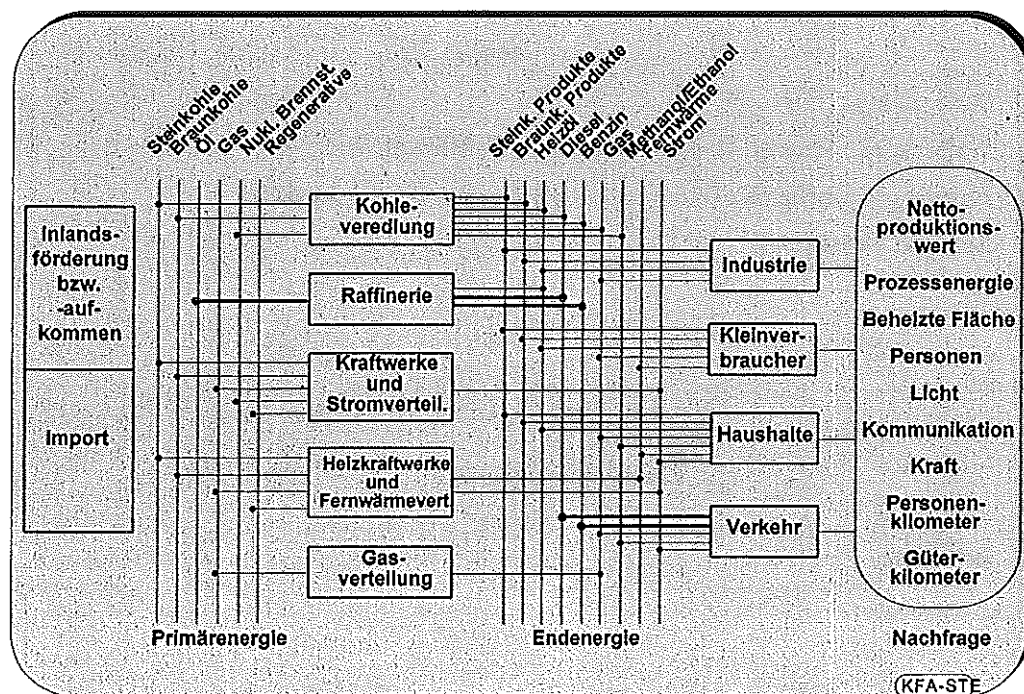


Bild 2: Schaltbild der Energieversorgung

Platzhalter-Konzept

Platzhalter sind Variable der Modellstruktur, die durch Energieströme, Emissionen und Kosten charakterisiert werden. Sie sind als Technikbox zu verstehen, wobei der Anwender entscheiden kann, mit welchem Datengerüst der Platzhalter belegt werden soll.

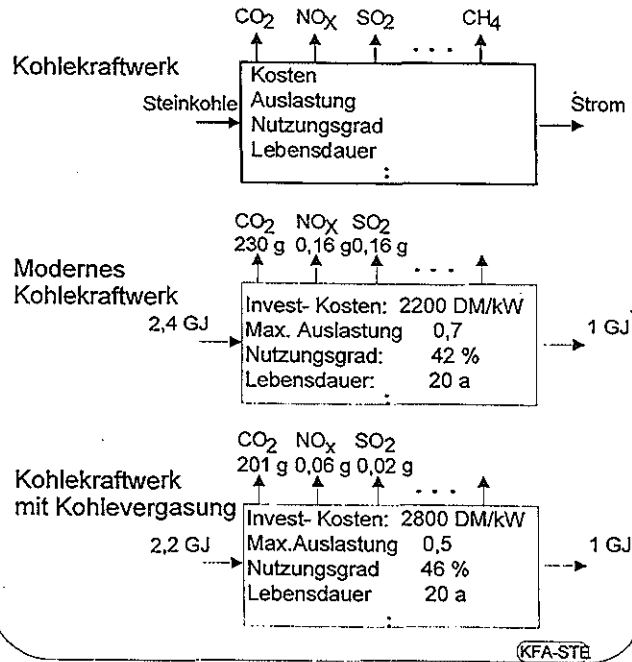
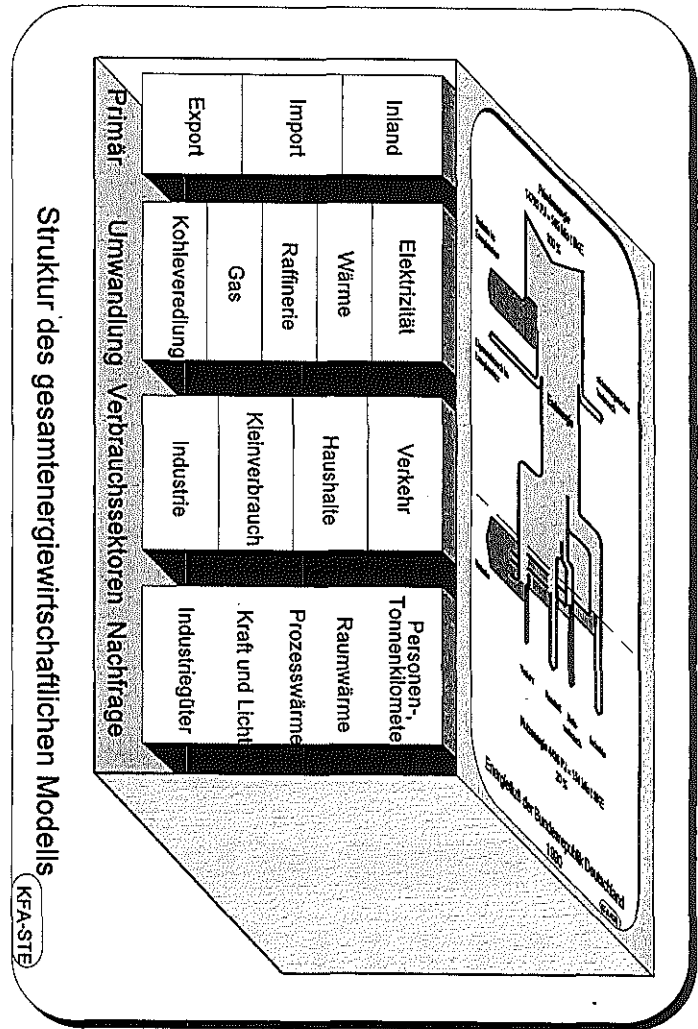


Bild 6: Das Platzhalterkonzept am Beispiel von Kohlekraftwerken

Bild 5:

Modulare Struktur des IKARUS-LP-Modells



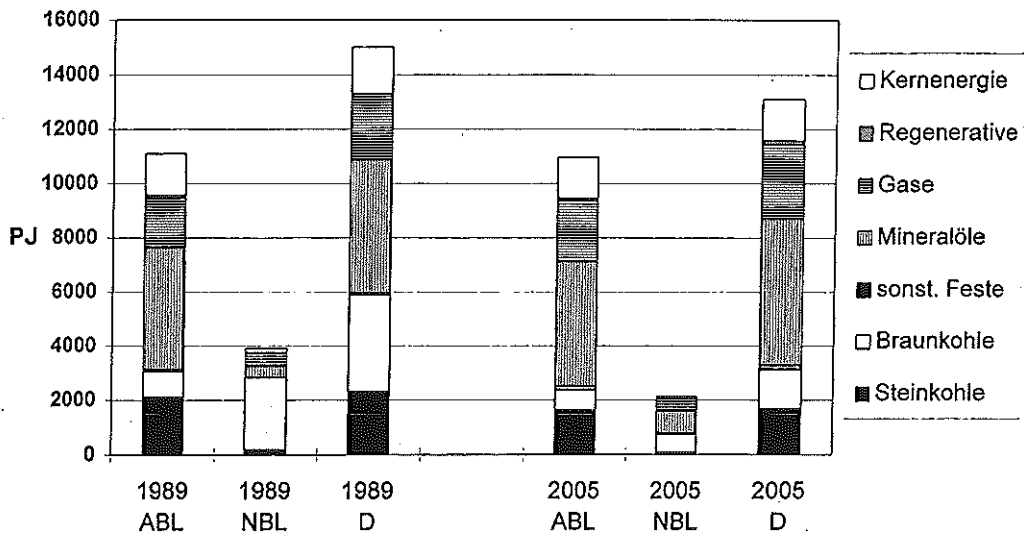


Bild 9: Primärenergie für die Basisfälle 1989 und 2005

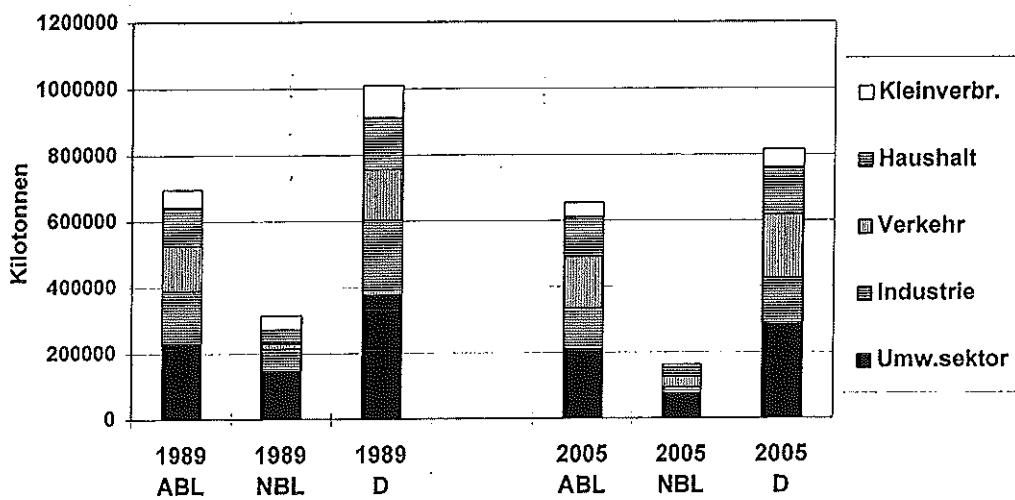


Bild10: CO₂-Emissionen für die Basisfälle 1989 und 2005

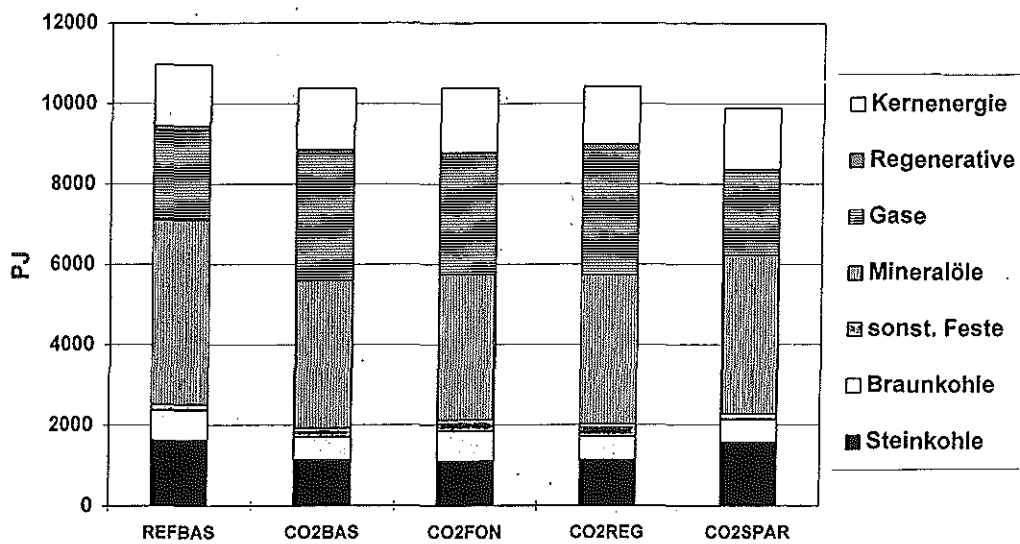


Bild 11: Primärenergie für die CO₂-Fälle 2005 alte Bundesländer

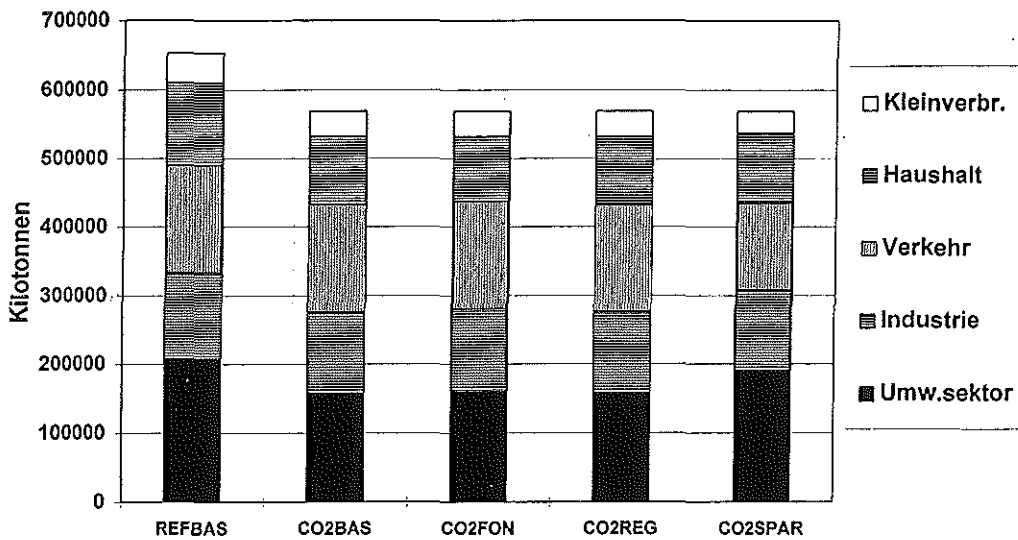


Bild 12: CO₂-Emissionen für die CO₂-Fälle 2005 alte Bundesländer

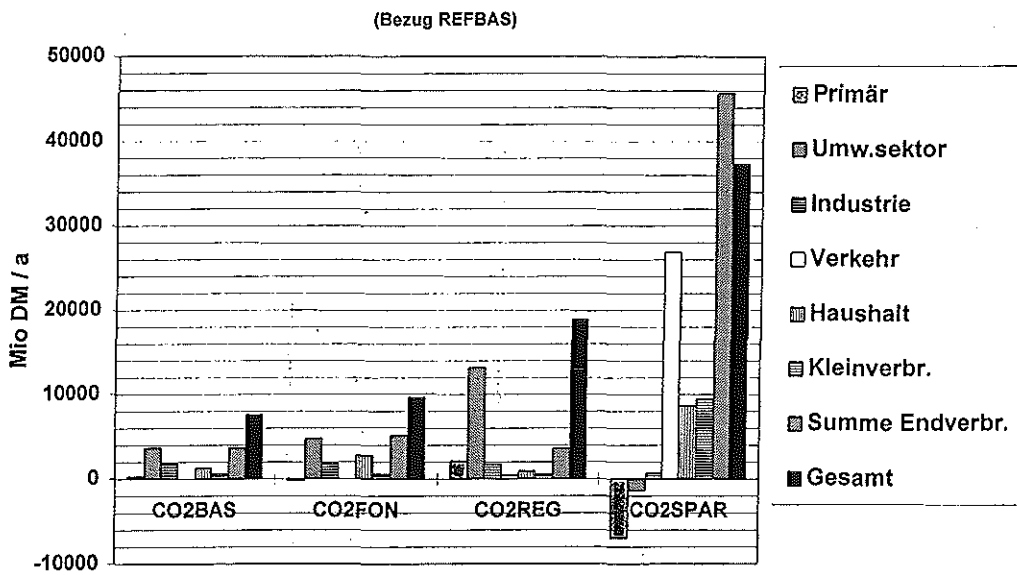


Bild 13: Mehrkosten für die CO₂-Fälle 2005 alte Bundesländer

Globale Energieperspektiven 2050

- Kurzfassung der IIASA-WEC-Studie -¹

Leo Schrattenholzer

International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA)
A-2361 Laxenburg

Die IIASA-WEC-Studie beruht auf der Formulierung alternativer Szenarien, die mit Hilfe eines integrierten Systems von Energie- und Umweltmodellen, das am IIASA entwickelt wurde, näher untersucht wurden. Im Sinne der Studie sind Szenarien keine Prognosen zukünftiger Entwicklung, sondern lediglich in sich konsistente Bilder möglicher Entwicklungspfade, die sich aus einer Reihe von Szenarienannahmen mit Hilfe von Modellrechnungen ergeben. Eine notwendigerweise subjektive Bewertung der Eintrittswahrscheinlichkeit verschiedener Szenarien war nicht Gegenstand der Studie. Die erstellten Szenarien beabsichtigen, eine große Bandbreite unterschiedlicher Entwicklungen zu untersuchen. Daraus sollen Schlußfolgerungen über trotz aller Verschiedenheit robuste Trends einerseits, sowie über langfristige Auswirkungen kurz- bis mittelfristiger Entscheidungen der Energiepolitik andererseits, ermöglicht werden.

1 Die Fälle / Szenarien

Es wurden drei alternative Fälle langfristiger Wirtschafts- und Energieentwicklung untersucht:

- A (hohes Wachstum),
- B (Mittelkurs) und
- C (ökologisch ausgerichtet).

¹ Der Beitrag ist in *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 5/96, erschienen. Der Wiederabdruck erfolgte mit freundlicher Genehmigung der Redaktion der *Energiewirtschaftlichen Tagesfragen*.

Tabelle 1 gibt einen Überblick über die wesentlichsten qualitativen und quantitativen Merkmale der drei Fälle. Diese und die aus ihnen abgeleiteten sechs Szenarien unterscheiden sich durch folgende drei Hauptmerkmale:

- Wirtschaftswachstum,
- technischer Fortschritt und
- Ausmaß der internationalen Zusammenarbeit, unter anderem im Bereich der Umweltpolitik.

	Fall		
	A: Hohes Wachstum	B: Mittelkurs	C: Ökologisch ausgerichtet
<u>Weltbevölkerung (10^9)</u>			
2050	10,1	10,1	10,1
2100	11,7	11,7	11,7
<u>Welt-BSP (10^{12}\$)</u>			
2050	100	75	75
2100	300	200	220
<u>Energieintensitätsverbesserung (%/Jahr)</u>	mittel	gering	hoch
Welt (1990-2050)	-1,0	-0,7	-1,4
Welt (1990-2100)	-1,0	-0,8	-1,5
<u>Primärenergiebedarf (Gtoe)</u>			
2050	25	20	14
2100	45	35	21
<u>Ressourcenverfügbarkeit</u>			
Fossile	gering	mittel	gering
Nicht-fossile	gering	mittel	hoch
<u>Technologiekosten</u>			
Fossile	gering	mittel	hoch
Nicht-fossile	gering	mittel	gering
<u>Technologiedynamik</u>			
Fossile	hoch	mittel	mittel
Nicht-fossile	hoch	mittel	hoch
<u>Emissionsbeschränkungen für CO₂</u>	nein	nein	ja
<u>Kohlenstoffemissionen (Gt C)</u>			
2050	9-15	10	5
2100	7-22	14	2
<u>Umweltsteuern</u>	nein	nein	ja
<u>Anzahl der Szenarien</u>	3	1	2

Tabelle 1: Übersicht über die drei Fälle in den Jahren 2050 und 2100

Die konsistente Gestaltung der Szenarioannahmen ist ein wesentliches Merkmal der Studie. So sind zum Beispiel in Szenarien mit hohem Wirtschaftswachstum *ceteris paribus* auch die Rate des technischen Fortschritts und (durch schnelleren Umschlag des Kapitalstocks) die Verbesserung der Energieintensitäten höher als in Fällen mit niedrigerem Wirtschaftswachstum. Es wurde jedoch ersichtlich, daß es notwendig war, über die Formulierung der drei Fälle hinauszugehen, und so wurden diese zu insgesamt sechs Szenarien alternativer Energieversorgung erweitert. Drei Varianten von Fall A (Szenarien A1, A2 und A3), eine von Fall B und zwei Varianten von Fall C (Szenarien C1 und C2) wurden entwickelt.

2 Bevölkerungswachstum

Die Weltbevölkerung wächst gemäß den heutigen mittleren Prognosen der Weltbank [3], der Vereinten Nationen und des IIASA bis zu rund 10 Mrd. Menschen im Jahr 2050 an und stabilisiert sich zu Ende des 21. Jahrhunderts bei rund 12 Mrd. Der wesentliche Anteil des Bevölkerungswachstums wird in den heutigen Entwicklungsländern, dem sogenannten "Süden", erfolgen. Es wurde nur ein (mittleres) demographisches Szenario zu Grunde gelegt, um nicht vom wesentlichen, energiebezogenen, Inhalt der Studie abzulenken.

Die Urbanisierung wird rascher vor sich gehen als das Bevölkerungswachstum insgesamt [4,5], wobei die meisten der größten Städte der Welt im "Süden" liegen. In der Regel haben städtische Bevölkerungen einen relativ hohen Pro-Kopf-Energieverbrauch (als Folge ihres höheren Einkommens). Gleichzeitig werden ökologische Beschränkungen speziell in den Ballungsgebieten der "Megastädte" der Entwicklungsländer weit über ein bisher bekanntes Ausmaß ansteigen. Im ökologisch ausgerichteten Fall C wird angenommen, daß die Urbanisierung etwas langsamer fortschreitet als in den anderen zwei Fällen.

3 Wirtschaftswachstum und Energieintensität

Allen Szenarien unterliegt die normative Grundannahme, daß die gesellschaftliche und wirtschaftliche Entwicklung fortschreitet, besonders im "Süden". Eine Grundhypothese der Szenarien, die sich aus ihrem langfristigen Zeithorizont ergibt, ist, daß die gegenwärtige

Unterscheidung zwischen "Entwicklungs-" und "entwickelten" Ländern angesichts der Verbreitung wirtschaftlichen Wohlstandes während des nächsten Jahrhunderts zunehmend nicht mehr angebracht sein dürfte.

Bild 1 veranschaulicht dieses Grundmerkmal der Szenarien in einer etwas ungewohnten Darstellungsweise. Die Größe einzelner Regionen, die in der Studie untersucht wurden, sind proportional zu ihrem Bruttosozialprodukt (BSP, zu offiziellen Wechselkursen) im Jahr 1990, dem Basisjahr der Studie, dargestellt. Die gegenwärtigen Ungleichgewichte in der wirtschaftlichen Entwicklung werden so deutlich sichtbar. Die Wirtschaftslandkarte der Welt in den Jahren 1990, 2050 und 2100, die in Bild 1 dargestellt wird, entspricht den Projektionen des Falles B, der für die Entwicklungsländer die vorsichtigsten Annahmen betreffend ihres wirtschaftlichen Aufholprozesses trifft. Nichtsdestoweniger reduzieren sich die gegenwärtigen Unterschiede zwischen "arm" und "reich". Nicht nur werden durch wirtschaftliche Entwicklung einzelne Regionen langfristig auf der Wirtschaftslandkarte größer, sondern auch Disparitäten werden kleiner. Die Wirtschaftslandkarte des 21. Jahrhunderts beginnt sich der geographischen Karte anzugleichen. Dieser Aufholprozeß des "Südens" geht im Fall A durch generell höhere Wachstumsraten, und im Fall C als Ergebnis einer angenommenen verstärkten wirtschaftlichen und ökologischen Zusammenarbeit zwischen Industrie- und Entwicklungsländern schneller vor sich als in dem in Bild 1 dargestellten Fall B.

In der Studie wird auch die Berechnung der Kenngrößen des Wirtschaftswachstums weiterentwickelt, indem diese nicht nur zu offiziellen Wechselkursen, sondern auch auf der Basis von Kaufkraftparitäten berechnet werden. Kaufkraftparitäten geben eine präzisere Darstellung des relativen Niveaus von Wirtschaftsaktivitäten für Wirtschaftssysteme, die keinen freien Markt für Wechselkurse haben. Diese Unterscheidung wird besonders wichtig, wenn man Unterschiede in Energieintensitäten einzelner Regionen betrachtet.

Die Energieintensität ist ein aggregierter Meßwert, der den Energieverbrauch zur Wirtschaftsaktivität in Beziehung setzt. Bild 2 illustriert die historischen Veränderungen der Primärenergieintensität für den gesamten Energieverbrauch (durchgehende Linien) und für ausschließlich kommerzielle Energie (punktierte Linien). Für Entwicklungs- und Reformländer werden beide Maßstäbe (BSP zu offiziellen Wechselkursen und zu Kaufkraftparitäten) angegeben.

Es wird in der Studie angenommen, daß die aggregierten Energieintensitäten im allgemeinen im Laufe der Zeit eine Verbesserung erfahren. Jedoch wird der Auswirkung der Substitution traditioneller Energieträger durch kommerzielle Energieformen und Technologien Rechnung getragen. Die Verbesserungsraten für die globale Energieintensität (Gesamtenergieverbrauch pro Einheit des BSP zu offiziellen Wechselkursen) sind 1,0% pro Jahr für das hohe Wachstumsszenario Fall A, 0,8% pro Jahr für den Mittelkurs Fall B und 1,4% pro Jahr für den ökologisch ausgerichteten Fall C.

4 Technische Entwicklung

Der Studienbericht [1] widmet unter Bezugnahme auf die 1400 Technologien umfassende Technologiedatenbank des IIASA der Diskussion der Dynamik technologischer Veränderungen sowie der Technologieausbreitung (Diffusion) größeren Raum. Technologischer Fortschritt ist (neben Strukturwandel) ein wesentlicher Faktor für Verbesserungen der Energieintensität. Ebenso bedeutsam ist sein Einfluß auf die zukünftige Entwicklung der Kosten der Energiebereitstellung sowie der Verfügbarkeit von Ressourcen.

In den Szenarien wird angenommen, daß sich technische Entwicklungen je nach Höhe der Anreize, nach Zielrichtung der Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen, Ausmaß energiepolitischer und ökologischer Zielrichtungen, sowie Ausmaß der Anwendungen in (graduell expandierenden) Nischenmärkten dynamisch herausbilden. Verbesserungsraten, bzw. Technologien, die von diesen profitieren, sind szenarioabhängig.

Im Fall A (hohes Wachstum) wird ein grundlegender Fortschritt bei allen neuen Energiegewinnungs-, Umwandlungs- und Endverbrauchstechnologien angenommen: bei der Aufsuchung und Gewinnung von Kohlenwasserstoffen, bei der nuklearen Elektrizitätserzeugung, bei erneuerbaren Energien sowie bei den Umwandlungstechnologien beim Endenergieverbrauch.

Im Fall B (Mittelkurs) ist der Fortschritt nicht so massiv wie im Fall A; er konzentriert sich hauptsächlich auf zunehmende Verbesserungen bereits etablierter Technologien.

Im Fall C (ökologisch ausgerichtet) führen energie- und umweltpolitische Maßnahmen zu einem forcierten Übergang in Richtung nicht-fossiler Energieversorgung sowie zu hoher Effizienz der Endverbrauchstechnologien. Technologien in diesen Bereichen weisen ähnliche Verbesserungsraten wie im Fall A auf. Die Technologieentwicklung auf anderen Energiesektoren geht hingegen langsamer vor sich, wie z.B. in Fall B.

5 Die Ressourcenbasis der Energiesysteme

Die Verfügbarkeit der Ressourcen an fossilen Brennstoffen und Uran ist je nach Fall und Szenario unterschiedlich. Sie erstreckt sich von optimistischen Annahmen im Fall A (Szenario A1 und A3) über vorsichtige Annahmen (Szenario A2 und Fall B) bis hin zum konservativen Fall C. Bild 3 gibt eine Übersicht über den kumulativen Ressourcenverbrauch der Szenarien bis zum Jahr 2050. In keinem der Szenarien wird die zukünftige Verfügbarkeit exotischer Vorkommen (wie etwa von Methanhydraten) angenommen, doch werden die (enormen) geologischen Vorkommen dieser Mengen in der Studie [1] erwähnt.

Aus Sicht der Szenarien sind fossile Brennstoffressourcen sicherlich für mehr als 100 Jahre ausreichend, und zwar auch im höchsten Wachstumsszenario von Fall A, was aber nicht bedeutet, daß eine zeitweilige oder strukturelle Energieverknappung ausgeschlossen ist. Es bestehen wahrscheinlich andere Beschränkungen als die der Geologie für die Verwendung unbegrenzt großer Mengen fossiler Energie: nämlich technische, finanzielle und langfristig vor allem umweltpolitische Beschränkungen.

Gemeinsam ist allen sechs Szenarien, daß der Höhepunkt des fossilen Zeitalters (gemessen am Anteil der Primärenergieversorgung) überschritten ist. Dennoch deuten die Szenarien auch darauf hin, daß die Welt zum gegenwärtigen Zeitpunkt vielleicht erst ein Drittel des Zeitalters des Erdöls hinter sich hat, und möglicherweise erst ein Fünftel des Zeitalters des Erdgases. Sogar in den ökologisch ausgerichteten Szenarien im Fall C, mit dem relativ niedrigsten Einsatz von Kohle, wird zwischen 1990 und 2050 genau soviel Kohle genutzt wie zwischen 1850 und 1990.

Die zukünftige Verwendung von Uran wird teilweise von der Bewältigung der gegenwärtigen Kontroversen um Betriebssicherheit, Abfallentsorgung und Verbreitung von Spaltstoffen, sowie teilweise auch von der erfolgreichen Entwicklung neuer Technologien abhängen. Diese Unsicherheiten werden in der Studie durch Bandbreiten möglicher Entwicklung der Kernenergie abgedeckt, die von forciertem Wachstum bis zum Ausstieg reichen.

Erneuerbare Energieressourcen sind nicht durch die Quantität ihres Energieflusses (der in jedem Fall enorm ist) limitiert, sondern dadurch, wie und zu welchen Kosten sie gewonnen und in Brennstoffe umgewandelt werden können. Die Berichte des Weltenergieates [2,11] schätzen das Potential erneuerbarer Energiequellen bis zum Jahr 2100 auf bis zu 13 Gtoe, wovon 10 Gtoe von den "neuen" erneuerbaren Energiequellen gewonnen werden könnten.

Ein Fortschritt in Richtung dieses längerfristigen Potentials wird sich jedoch voraussichtlich langsam entwickeln. Insbesondere bis zum Jahr 2020 kommt die Studie durch die gute Verfügbarkeit fossiler Ressourcen und relativ geringe Preissteigerungstendenzen zu einer im Vergleich zu anderen Studien vorsichtigeren Abschätzung der kurz- bis mittelfristigen Wachstumschancen. Längerfristig ist das Potential für erneuerbare Energiequellen jedoch beträchtlich, wenn auch in den einzelnen Szenarien unterschiedlich.

6 Die Zukunftsaussichten der Energiesysteme

Kernaussage der Studie und der in ihr beschriebenen Szenarien ist, daß langfristig die Struktur der Endenergienachfrage weltweit in Richtung qualitativ höherwertiger Energieträger konvergiert. Diese Konvergenz in der Nachfragestruktur kann aber mittels unterschiedlicher unternehmerischer und energiepolitischer Strategien verfolgt werden, was zu einer langfristigen Divergenz der Möglichkeiten der Energieversorgung führt. Eine Zeitspanne bis zum Jahr 2050 und, in der Folge, bis zum Jahr 2100 bedeutet, daß alle Energietechnologien und Vorrichtungen wahrscheinlich mindestens zweimal ersetzt werden müssen, was ein enormes Spektrum an neuen Möglichkeiten eröffnet.

Primärenergie

Bild 4 gibt eine Darstellung der Weltprimärenergienutzung und des Weltbevölkerungswachstums von 1850 bis heute, in Beziehung zu den sechs Szenarien, die in den drei Fällen A, B und C zusammengefaßt sind.

Die globale Primärenergienutzung wächst bis zum Jahre 2100 auf ein zwei- bis fünffaches ihres heutigen Standes. Fall A nimmt Wachstumsraten für Primärenergie an, die in etwa den langfristigen historischen Erfahrungswerten entsprechen, während die Fälle B und C wesentlich niedrigere Wachstumsraten aufweisen. Besonders Fall C stellt eine radikale Änderung mit Schwerpunkt auf Energieeffizienz und Energiesparen dar. In allen Szenarien tragen die heutigen Entwicklungsländer den größten Teil zum Anstieg der globalen Primärenergieerfordernisse bei.

Einige grundlegende Zahlen für das Jahr 2050 für Primärenergieangebot und -nachfrage, die Zusammensetzung der Brennstoffversorgung und dem Endenergiebedarf der sechs Szenarien sind in Tabelle 2 ersichtlich. Investitionen und Emissionen sind dort ebenfalls zusammengefaßt.

Bild 5 zeigt die divergierende Entwicklung der Struktur der Primärenergieversorgung der sechs Szenarien. Dargestellt ist ein Dreieck, dessen Endpunkte einen hypothetischen Fall darstellen, in dem die gesamte Primärenergie durch je eine Quelle bereitgestellt wird: Erdöl und Erdgas (an der Spitze), Kohle (links unten), sowie erneuerbare Energieträger und Kernenergie (rechts unten).

Bis zum Jahr 2020 ergeben sich nur geringfügige, graduelle Unterschiede zwischen den Szenarien. Zu groß ist die Trägheit der möglichen Veränderungen des Energiesystems, zu groß ist dessen kurz- bis mittelfristige Abhängigkeit von fossilen Energieträgern. Nach 2020 jedoch entwickeln sich die Energiesysteme der einzelnen Szenarien auseinander, als Folge der kurz- bis mittelfristig eingeschlagenen unternehmerischen, technologie-, energie- und umweltpolitischen Zielsetzungen. Langfristig schließen sich die einzelnen Entwicklungspfade der Szenarien gegenseitig aus.

	Fall / Szenario					
	A			B	C	
	A1	A2	A3		C1	C2
Primärenergie (Gtoe)	25	25	25	20	14	14
Anteil an Primärenergie (%)						
Kohle	24	32	9	21	11	10
Öl	30	19	18	20	19	18
Erdgas	24	22	32	23	27	24
Kernenergie	6	4	11	14	4	12
Erneuerbare Energieträger	26	23	30	22	39	36
Ressourcennutzung, 1990 -2050 (Gtoe)						
Kohle	235	324	180	226	143	141
Öl	323	302	284	257	210	210
Erdgas	241	247	285	227	210	197
Investitionen des Energie- sektors (US-\$ 10 ¹²)	1,2	1,7	1,2	1,1	0,7	0,7
US-\$/toe geliefert	50	67	47	56	50	50
als % des Welt-BSP	1,2	1,7	1,2	1,5	0,9	0,9
Endenergie (Gtoe)	17	17	17	14	10	10
Anteil an Endenergie%						
Feste Brennstoffe	16	19	18	23	19	20
Flüssige Brennstoffe	42	36	33	33	34	34
Elektrizität	17	18	18	16	18	17
Andere ^a	25	27	31	28	29	29
Emissionen						
Schwefel ^{b,c} , MtS	23	86	15	35	4	3
Stickstoff, MtN	21	55	21	22	14	12
Kohlenstoff, GtC	12	15	9	10	5	5
a: Fernwärme, Erdgas und Wasserstoff						
b: Unkontrollierte Schwefelemissionen im Fall A würden drei- (A1) bis fünffach (A2) höher sein und führen zu unakzeptablen lokalen und regionalen Umweltauswirkungen						
c: Vorläufige globale Schätzungen						

Tabelle 2: Charakteristische Werte der drei Fälle und sechs Szenarien für die Welt im Jahre 2050

In allen Szenarien zeichnet sich eine wesentliche Ausweitung der erneuerbaren Energiequellen ab. Selbst im (konservativen) Fall B haben die erneuerbaren Energiequellen bis zum Jahr 2050 einen Anteil von 22% (4,4 Gtoe) am globalen Primärenergieverbrauch, und ihr Anteil bis zum Jahr 2100 liegt bei 33% (11 Gtoe). Im Fall C und im Szenario A3 erreichen die erneuerbaren Energiequellen bis zum Jahr 2100 sogar 22 Gtoe, und es wird angenommen, daß die Biomasse dabei einen Anteil von über 8 Gtoe verzeichnet.

Im Szenario A3 werden auch bis zu 75 neue Kernreaktoren pro Jahr bis 2050 erforderlich, was bedeutet, daß in diesem Szenario die Kernkraft auch allgemein akzeptiert wird. Im Szenario C2 wächst die Kernenergie bis zum Ende des 21. Jahrhunderts weltweit auf einen Marktanteil von rund 20%, was durch neue, kleinmaßstäbliche und dezentrale Technologien ermöglicht wird.

Im Falle eines mangelhaften Fortschritts auf den Gebieten der öffentlichen Akzeptanz, der Technologie und der Wirtschaftlichkeit könnte sich die Kernenergie als Übergangstechnologie erweisen, wie in Szenario C1 aufgezeigt wird.

Relativ rasche und grundlegende technologische Veränderungen werden von einem relativ hohen Wirtschaftswachstum und hoher Energienachfrage in den Szenarien von Fall A begleitet. Szenario A1 nimmt an, daß diese technologischen Veränderungen Möglichkeiten der Nutzung großer Mengen konventioneller sowie nicht-konventioneller Öl- und Gasressourcen eröffnen, so daß fossile Brennstoffe im Jahr 2100 noch immer 50% des Primärenergieverbrauchs ausmachen. Szenario A2 ist hinsichtlich der technologischen Veränderungen und der Ressourcenverfügbarkeit konservativer und daher stärker auf Kohle ausgerichtet. Szenario A3 ist "technologie-intensiv", doch hier verhilft die Kombination von neuen erneuerbaren Energiequellen und neuen Kerntechnologien zum Übergang in das post-fossile Zeitalter. Bis zum Jahr 2100 machen die fossilen Brennstoffe in Szenario A3 nur mehr 30% des globalen Weltenergieverbrauchs aus; fast die gesamte Versorgung wird dabei durch den "Brückenbrennstoff" des 21. Jahrhunderts, Erdgas, gewährleistet.

Szenario Fall B (Mittelkurs) ist im Hinblick auf Wirtschaftswachstum, Energieverfügbarkeit und technologische Veränderung vorsichtiger. Fossile Brennstoffe (v.a. Kohle) machen im Jahr 2100 noch 45% des globalen Primärenergieverbrauchs aus.

Die Szenarien im (ökologisch ausgerichteten) Fall C stellen die größte Herausforderung dar, doch sie eröffnen auch die größten Möglichkeiten: zu einer Verlagerung in Richtung höhere Energieeffizienz, größtmögliche Nutzung von Sparpotentialen und Förderung neuer, dezentralisierter und umweltverträglicher Technologien. Fall C zeigt Wege zum Übergang von der gegenwärtigen Vorherrschaft fossiler Brennstoffe zur Vorherrschaft erneuerbarer Energie-

flüsse. Bis zum Jahr 2050 haben nicht-fossile Energiequellen einen Anteil von 40-50% am Weltenergieverbrauch, und dieser Anteil wird bis zum Jahr 2100 auf über 80% ansteigen.

Zusätzlich zu der strengen Kontrolle lokaler und regionaler Schadstoffe unterstellt Fall C ein neues globales Kontrollsystem für Treibhausgasemissionen mit dem Ziel, CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2100 auf 2 Gigatonnen Kohlenstoff (GtC) zu reduzieren.

Endenergie

Alle Szenarien spiegeln den zu erwartenden Druck seitens der Konsumenten nach flexibleren, bequemerem und sauberem Endenergieformen wider, was zu einer Konvergenz in der Struktur der Endenergieversorgung in Richtung qualitativ hochwertiger, leitungsgebundener Energieträger führt.

Strom ist bereits ein wichtiger Energieträger, und sein Beitrag erhöht sich in allen sechs Szenarien. Methanol spielt in der Zukunft ebenfalls eine größere Rolle. Wasserstoff ist ein weiterer Energieträger, der langfristig (nach 2050) eine wesentliche Rolle spielen wird. Viel Zeit wird benötigt, seine Wirtschaftlichkeit zu verbessern und eine Wasserstoffinfrastruktur aufzubauen.

7 Finanzielle und Umweltauswirkungen

Finanzierung

Die Finanzierungserfordernisse für die in allen Szenarien aufgezeigten Alternativen sind enorm. Finanzierung ist in vielen Entwicklungsländern zu einem großen Problem geworden. Die steigenden Schwierigkeiten, Finanzierungen von multilateralen Institutionen zu erhalten, sowie institutionelle Hindernisse, unangebrachte Preispolitik und schwache Investitionsgewinne geben Anlaß zur Sorge.

Weltweit werden 3 bis 4% des Bruttonationalprodukts in den Energiesektor investiert, und die Studie erwartet, daß dieser Prozentsatz ziemlich stabil bleibt. Nur in den Wirtschaftsreformländern Osteuropas und der ehemaligen Sowjetunion liegt dieser Anteil in

den Szenarien mit 7 bis 9% höher. Die Hintergründe dafür sind ein erheblicher Nachholbedarf zur Modernisierung veralteter Energiestrukturen bzw. deren Anpassung an westliche Sicherheitsstandards einerseits, und eine nur langsame wirtschaftliche Erholung andererseits.

Die kumulativen Kapitalerfordernisse des Energiesektors (d.h. ohne Investitionen in Endverbrauchstechnologien, die traditionell als dauerhafte Konsumgüter oder kommerzielle Investitionen verrechnet werden) werden für die Szenarien für den Zeitraum 1990 bis 2020 in einem Bereich von US-\$ 13 bis 20×10^{12} (US-\$1990) geschätzt. Die letztgenannte Zahl entspricht dem Weltbruttonationalprodukt des Jahres 1990. Der Anteil der Entwicklungsregionen steigt von seinen heutigen 25 bis 30 % auf 42 bis 48%; sie werden in allen Szenarien zum größten Kapitalinvestitionsmarkt für Energie.

Zwischen 2020 und 2050 kommt es zu einem Übergang von Investitionen des Energiesektors (in den Berechnungen inkludiert) zu Investitionen in Endverbrauchstechnologien und Infrastrukturen (nicht inkludiert). Unter Einschluß der letzteren wären die Investitionszahlen um mindestens 50% höher. Dies ist auch der Grund, warum der Investitionsbedarf der Szenarien im Fall C niedriger als in den anderen Szenarien ist.

Umweltauswirkungen

Drei Arten von Umweltauswirkungen wurden in der Studie [1] näher behandelt: lokale Auswirkungen der Luftverschmutzung innerhalb geschlossener Räume und in Ballungsräumen der Entwicklungsländer; regionale Auswirkungen der Schwefel- und Stickstoffemissionen und ihr möglicher Beitrag zum "sauren Regen"; und Treibhausgasemissionen, besonders CO₂, und ihr möglicher Beitrag zu einer globalen Erwärmung. Stellvertretend sollen hier regionale und globale Umweltauswirkungen der Szenarien beschrieben werden.

Die Energieemissionen von Schwefeldioxid (SO₂) und Stickstoffoxiden (NO_x) haben sowohl lokale wie auch regionale Auswirkungen. "Saure Niederschläge" vor allem der kohle- (und schwefel-)intensiven Szenarien (wie A2) sind hier von besonderer Bedeutung und wurden mit Hilfe des IIASA-"RAINS"-Modells [12,13] untersucht.

Im Szenario A2 würden die Schwefelemissionen Europas in Abwesenheit jeglicher Minderungsmaßnahmen während der nächsten 30 Jahre um ungefähr 50% steigen. Die Schwefelablagerungen würden in großen Teilen Mittel-, West- und Nordeuropas 16 g/m^2 pro Jahr übersteigen. Demgegenüber fordert das zweite Schwefelprotokoll über grenzüberschreitende Luftverschmutzung eine Herabsetzung der maximalen Schwefelablagerungen auf unter 3 g/m^2 pro Jahr. In Asien ist die Situation noch weit dramatischer. Im Szenario A2, unter Annahme keinerlei Minderungsmaßnahmen, würden sich die SO_2 -Emissionen Asiens bis zum Jahr 2020 verdreifachen. Dabei würden die Schwefelablagerungen das Doppelte der höchsten je beobachteten Werte Mittel- und Osteuropas erreichen und die tolerierbaren Lasten für den Anbau wirtschaftlich wichtiger Nahrungsmittel bis zum Zehnfachen überschreiten.

Angesichts dieser Ergebnisse unterstellen alle Szenarien der Studie ausschließlich die Verwendung umweltverträglicher Kohletechnologien, inklusive Rauchgaswäschern. Die Schwefelemissionen sind folglich wesentlich niedriger als in Fällen mit keinerlei Minderungsmaßnahmen. Die Ergebnisse der Szenarien sind in Tabelle 2 zusammengefaßt.

Treibhausgasemissionen

Die Emissionen an CO_2 , dem hauptsächlichen Treibhausgas, unterscheiden sich wesentlich in den einzelnen Szenarien. In dem intensiv auf Kohle ausgerichteten Szenario A2 erreichen sie im Jahre 2100 22 GtC (Gigatonnen reinen Kohlenstoffs) und im Szenario A1 15 GtC; im Szenario A3 beträgt ihr Wert aufgrund von strukturellen Veränderungen des Energiesystems 7 GtC. Dieser letzte Wert entspricht ungefähr dem Stand der gegenwärtigen globalen Emissionen, doch der Energieverbrauch wäre bis dahin um das Fünffache gestiegen. Die Emissionen im Fall B sind vergleichbar mit jenen von Szenario A3 bis zum Jahre 2050, steigen jedoch bis zum Jahr 2100 fast auf das Doppelte an. Die Emissionen der zwei Szenarien von Fall C, die weltweit konzertierte Maßnahmen zum Klimaschutz annehmen, führen zu einer Stabilisierung auf jetzigem Niveau im Jahre 2050, und erreichen bis zum Jahr 2100 2 GtC, was einen Rückgang auf ein Drittel ihres heutigen Standes bedeutet.

Die aus der Studie resultierenden kumulativen Kohlenstoffemissionen, die als besonders relevant für potentielle Klimaveränderung angesehen werden, werden in Tabelle 3 früheren

WEC-Szenarien [2] und vergleichbaren Emissionsszenarien des IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change [14,15]) gegenübergestellt.

IPCC IS92 Szenarien	a	1500
	b	1430
	c	2190
WEC „Energie für die Welt von Morgen“ 1993	A	1425
	B	1130
	C	625
IIASA-WEC „Globale Energiperspektiven 2050“, 1995	A2	1720
	A1	1350
	A3	980
	B	1190
	C1	590
	C2	580
Unter vergleichbaren Annahmen über das Bevölkerungswachstum (mittlere UNO-Prognose). Quellen: (1,2,14,15)		

Tabelle 3: Kumulative CO₂-Emissionen 1990-2100 (in Gt C): Ein Vergleich zwischen den IPCC- und WEC-Szenarien

Die atmosphärischen CO₂-Konzentrationen und die mögliche Erhöhung der globalen Durchschnittstemperatur, die durch die in den Szenarien angegebenen Emissionen hervorgerufen würden, wurden unter Heranziehung eines vereinfachten Kohlenstoffzyklus- und Klimamodells [16] berechnet. Bis zum Jahr 2100 erreichen die zwei Szenarien von Fall C eine atmosphärische CO₂-Konzentration von unter 420 ppmv (Teile pro Million volumensmäßig berechnet); Fall B liegt unter 580 ppmv; und die drei Szenarien von Fall A liegen bei 520 ppmv (A3), 610 ppmv (A1) und 730 ppmv (A2). A2 ist das einzige Szenario, das den Wert des "bevorzugten" IPCC-Szenarios (IS92a) überschreitet.

Es bestehen große Unsicherheiten hinsichtlich der Auswirkungen solcher Konzentrationserhöhungen auf mögliche Temperaturveränderung. Für die Szenarien von Fall C könnte der mittlere Anstieg der globalen Durchschnittstemperatur bis zum Jahr 2100 weniger als 1,5 °C verglichen mit dem heutigen Stand betragen; für die Szenarien von Fall A und Fall B beträgt der Anstieg ungefähr +2,0 bis +2,5 °C.

8 Schlußfolgerungen

Alle sechs in der Studie analysierten Szenarien zeigen die folgenden durchgehenden sowie konvergierenden Entwicklungen:

- ein steigender Bedarf nach Energiedienstleistungen im Zusammenhang mit Bevölkerungswachstum und Wirtschaftsentwicklung;
- höhere Qualität und Umweltverträglichkeit der Endenergieformen; eine Verlagerung des globalen Gleichgewichts der Wirtschaftsaktivitäten und der Energienutzung vom "Norden" in den "Süden";
- und die Verfügbarkeit und weitere Nutzung von fossilen Brennstoffen für viele kommende Jahrzehnte.

Technologischer Fortschritt und die entsprechenden Investitionen, die benötigt werden, vorhandene Primärenergiequellen den Forderungen des Konsumenten nach flexibleren, bequemen und sauberen Energieformen anzupassen, sind von grundlegender Bedeutung, doch werden einige Jahrzehnte Umschlag des Kapitalstocks nötig sein, um diesem Wunsch entsprechen zu können. Und sollte dieses langfristige Ziel in der Zwischenzeit nicht durch entsprechende politische und institutionelle Rahmenbedingungen sowie durch Maßnahmen und Investitionsentscheidungen gesichert werden, wird es bis dahin noch schwieriger und teurer werden, den Kurs zu ändern. Investitionsentscheidungen bis zum Jahr 2020 sind daher ein wichtiges Anliegen, nicht nur aufgrund der enormen Geldsummen, die damit verbunden sind.

Die in anderen Studien getroffene Annahme, daß ein hoher Anstieg der Energienachfrage bei nur begrenzten technologischen und finanziellen Fortschritten möglich ist, wird in dieser Studie in Frage gestellt. Rigorose internationale Umweltmaßnahmen (inklusive einer Beschränkung der CO₂-Emissionen) und Maßnahmen zur Förderung einer wirtschaftlichen Entwicklung des "Südens" (wie im ökologisch ausgerichteten Fall C) erweisen sich vereinbar mit hohem Wachstum und weiterer Energieentwicklung. Obwohl einzelne Länder oder Sektoren unter den Beschränkungen leiden könnten, kann das Gesamtergebnis positiv sein. Potentielle Verluste

können reduziert oder durch Strategien der Diversifizierung aus langfristig rückgängigen Aktivitäten abgewendet werden.

Alle Szenarien zeigen, daß z.B. Erdöl und Erdgas noch lange nicht an der Mitte ihres Lebenszyklus angelangt sind; sogar die für die Kohle ungünstigsten Szenarien lassen noch eine voraussichtliche Lebensdauer von einigen Jahrzehnten erkennen. So zeigen alle drei Fälle, d.h. alle sechs Szenarien, ein hohes Wachstum für alle Energieindustrien und -sektoren zumindest bis zum Jahr 2020. Die kommenden Jahrzehnte werden allerdings eine Umgruppierung innerhalb sowie zwischen den einzelnen Energiesektoren mit sich bringen. Es werden sich viele neue wirtschaftliche Möglichkeiten im Zusammenhang mit reineren und bequemerem Energieträgern bieten: flüssige anstelle von festen Brennstoffen, Versorgungsnetzen und anderen Verbundsysteme, und lokal besser angepaßte Energiequellen und Umwandlungstechnologien.

Die Szenarien zeigen jedoch, daß sich die Zukunftsperspektiven nach 2020 auseinanderentwickeln, wobei unterschiedliche Systeme der Energiegewinnung einander gegenseitig ausschließende Entwicklungsrichtungen einschlagen. Die Kohle könnte trotz ihrer enormen Ressourcen besonders gefährdet sein, und zwar aufgrund der Konkurrenz anderer Energiequellen und aufgrund von Umweltbeschränkungen. Im Gegensatz dazu hat die Erdöl- und mehr noch die Erdgasindustrie eine lange Zukunft vor sich. Neue Märkte werden erschlossen werden müssen, da sich der Übergang vom Verkauf (nur) von Energieträgern zur Vermarktung von Energiedienstleistungen fortsetzen und noch verstärken wird.

Die Botschaft im Mittelpunkt aller sechs Szenarien liegt darin, daß langfristig die Strukturen der Endenergienutzung in Richtung reinerer, flexiblerer und bequemerer Energieformen konvergieren, während die möglichen Strukturen der Energieversorgungssysteme divergieren, und zwar als Folge neu entstehender technologischer, wirtschaftlicher und unternehmerischer Möglichkeiten. Dies bedeutet für die Zukunft die Gelegenheit (aus der Sicht der Szenarien sogar die Notwendigkeit), strategische Entscheidungen zu treffen. Auch wenn die strukturellen Veränderungen in der näheren Zukunft geringfügig sein werden, müssen langfristige Veränderungen bereits heute eingeleitet und diesbezügliche Entscheidungen getroffen werden. Die in naher Zukunft getätigten Investitionen an Kapital sowie an Wissen (Forschung und Entwicklung, Technologie) werden bestimmen, welche der, in der Studie aufgezeigten,

langfristig divergierenden Alternativen zum Tragen kommen, und welche ausgeschlossen werden.

In der Studie wurden Tendenzen aufgezeigt, die sich gegenüber dem bewußt breit angesetzten Spektrum der Szenarien als robust erweisen. Es wurden auch die Bedingungen beschrieben, unter denen sich zukünftige Strukturen der Energiesysteme in alternative Richtungen auseinanderentwickeln. Dennoch wird keine Analyse und Studie je eine unbekannte Zukunft in eine sichere Prognose verwandeln können.

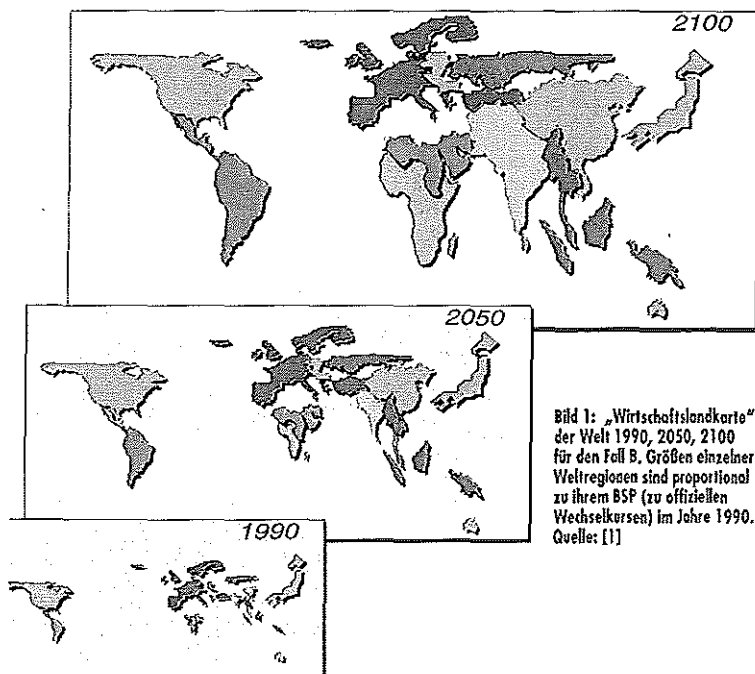
9 Literatur

- [1] International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA) und WEC (World Energy Council): Global Energy Perspectives to 2050 and Beyond, WEC, London, UK, 1995. Zu beziehen über: World Energy Council, 34 ST. James's Street, London SW1A 1HD; fax (+44171) 839 3285. Die englische Kurzfassung des Berichts kann vom IIASA (A-2361 Laxenburg, Österreich) bezogen werden: A. Grübler, M. Jefferson, N. Nakicenovic: A Summary of the Joint IIASA and WEC Study on Long-Term Energy Perspectives. WP-95-102, September 1995.
- [2] WEC (World Energy Council): Energy for Tomorrow's World — The Realities, the Real Options and the Agenda for Achievements, Kogan Page, London, UK, 1993.
- [3] Bos, E., M.T. Vu, A. Leven, und R.A. Bulatao: World Population Projections 1992-1993, John Hopkins University Press, Baltimore, USA, 1993.
- [4] UN (United Nations): World Urbanization Prospects: The 1992 Revision, Population Division, Division of Economic Development, UN, New York, USA, 1994.
- [5] Berry, B.J.L.: Urbanization, in: W.C. Clark, R.W. Kates, J.F. Richards, J.T. Mathews, und W.B. Meyers (Hrsg.): The Earth as Transformed by Human Action: Global and Regional Changes in the Biosphere over the Past 300 Years, pp. 103-119, Cambridge University Press, Cambridge, UK, 1990.

- [6] Maddison, A.: The World Economy in the 20th Century, Development Centre Studies, Organisation for Economic Co-Operation and Development, OECD, Paris, France, 1989.
- [7] UN (United Nations): UN MEDS Macroeconomic Data System, MSPA Data Bank of World Development Statistics, MEDS/DTA/1 MSPA BK.93, Long Term Socio Economic Perspectives Branch, Department of Economic and Social Information & Policy Analysis, UN, New York, USA, 1993.
- [8] Nakicenovic, N.: Technological Substitution and Long Waves in the USA, in: T. Vasko (ed.) The Long Wave Debate, pp. 76 104, Springer Verlag, Berlin, Germany, 1987.
- [9] Martin, J. M.: L'Intensité Energétique de L'Activité Economique dans Les Pays Industrialisés: Les Evolutions de Très Longue Periode Liverent Elles des Enseignements Utiles? Economies et Sociétés, 4:9, 27, 1988.
- [10] TERI (Tata Energy Research Institute): TERI Energy Data Directory Yearbook, Pauls Press, New Delhi, India, 1994.
- [11] WEC (World Energy Council): New Renewable Energy Resources: A Guide to the Future, Kogan Page, London, UK, 1994.
- [12] Alcamo, J., R. Shaw, and L. Hordijk (eds.): The RAINS Model of Acidification, Science and Strategies in Europe, Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, Netherlands, 1990.
- [13] Amann, M., J. Cofala, P. Dörfner, F. Gyarfas, and W. Schöpp: Impacts of Energy Scenarios on Regional Acidification, report to the World Energy Council Project 4 on Environment, International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg, Austria, 1995.
- [14] Alcamo, J., A. Bouwman, J. Edmonds, A. Grübler, T. Morita, and A. Sugandhy: An Evaluation of the IPCC IS92 Emission Scenarios, in: Climate Change 1994, pp. 247 304,

Intergovernmental Panel on Climate Change Special Report, Cambridge University Press, Cambridge, UK, 1995.

- [15] Pepper, W., J. Leggett, R. Swart, J. Wasson, J. Edmonds, und I. Mintzer: Emission Scenarios for the IPCC. An Update: Assumptions, Methodology, and Results, paper prepared for IPCC Working Group I, Geneva, Switzerland, 1992.
- [16] Wigley, T.M.L., M. Salmon, und S.C.B. Raper: Model for the Assessment of Greenhouse gas Induced Climate Change, Version 1.2, Climate Research Unit, University of East Anglia, UK, 1994.
- [17] Gröbler, A. und A. McDonald: The Drive to Cleaner Energy. Options Fall/Winter 1995: 8-11.



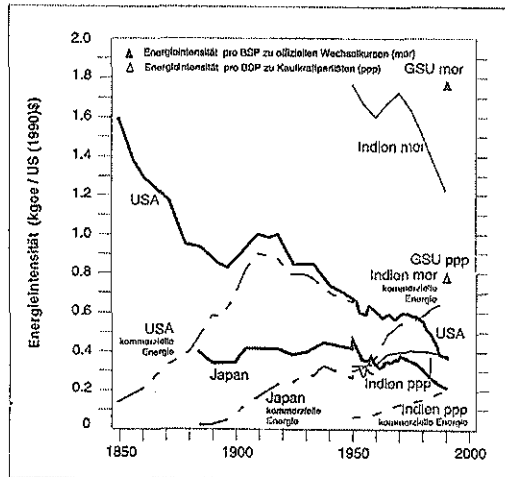


Bild 2: Primärenergieintensität für ausgewählte Länder, gesamte und kommerzielle Energie in Kilogramm Erdölseinheiten (kgoe) pro US-\$ (1990) für das BSP zu offiziellen Wechselkursen und das BSP zu Kaufkraftparitäten.
Quellen: [6, 7, 8, 9, 10]

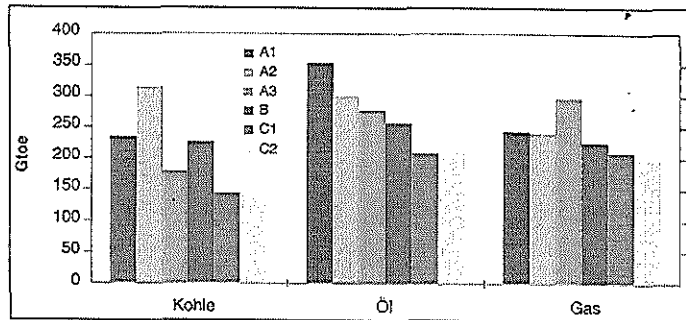


Bild 3: Kumulativer fossiler Ressourcenbedarf 1990-2050 in Gigatonnen Erdölseinheiten (Gtoe) Quelle: [1]

Bild 4: Globale Primärenergiennutzung (in Gtoe) 1850 bis heute und für die drei Fälle bis zum Jahr 2100. Das Insert zeigt das globale Bevölkerungswachstum von 1850 bis heute und dessen Prognose [3] bis zum Jahr 2100 in Milliarden Menschen
Quelle: [1]

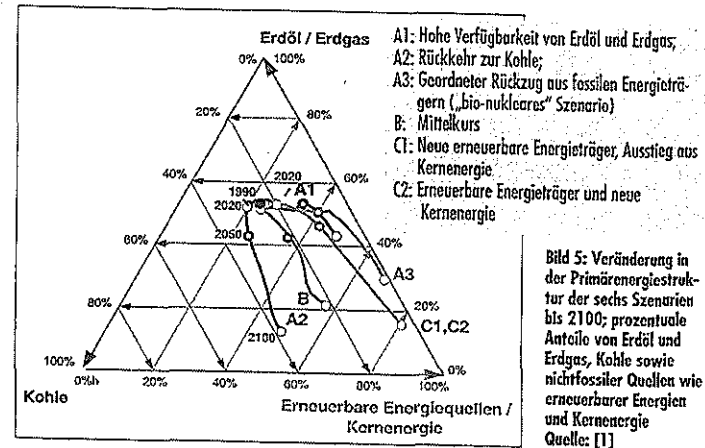
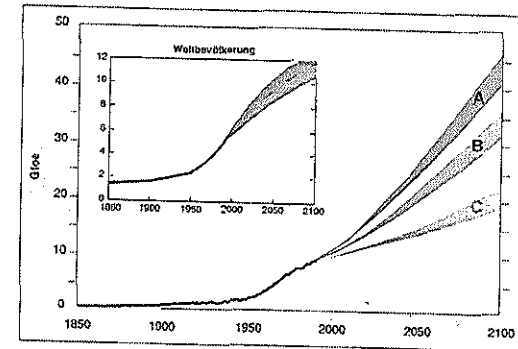


Bild 5: Veränderung in der Primärenergiestruktur der sechs Szenarien bis 2100; prozentuale Anteile von Erdöl und Erdgas, Kohle sowie nichtfossiler Quellen wie erneuerbarer Energien und Kernenergie
Quelle: [1]

Sicherheit und Risiko von Energieanlagen

Probabilistische Sicherheitsanalysen

Prof. Dr. E. F. Hicken

Forschungszentrum Jülich

Institut für Sicherheitsforschung und Reaktortechnik

D-52425 Jülich

Tel. 02461-61-3276

Fax: 02461-61-3133

1. Einleitung

Die Erweiterung der menschlichen Möglichkeiten durch die Nutzung technischer Hilfsmittel stand am Anfang menschlicher Zivilisation. Technik muß ein Hilfsmittel zur Verbesserung der menschlichen Lebensbedingungen bleiben, aber sie muß kalkulierbar und beherrschbar sein.

Zum technischen Fortschritt gibt es keine Alternative. Nur mit Hilfe der Technik können wir den Wohlstand in den Industrieländern erhalten, die Lebensbedingungen der Menschen in der Dritten Welt verbessern und auch die Umweltprobleme bewältigen.

Wir wissen aber heute, daß mit der Erweiterung der technischen Möglichkeiten auch die Risiken anwachsen. Moderne Technologien wirken sich tiefgreifender und langfristiger denn je auf unsere menschliche Gesellschaft und auf die natürliche Umwelt aus. Viele befürchten eine nicht mehr kontrollierbare Eigendynamik. Unreflektiertes Wachstumsdenken und blinde Fortschrittsgläubigkeit sind deshalb nicht mehr verantwortbar. Technischer Fortschritt muß vielmehr immer wieder auf unangemessene Risiken und zweifelhaften Nutzen geprüft werden.

Jedes menschliche Handeln - aber auch das Nichthandeln - ist mit Risiken behaftet. Weil dies so ist und weil das Risiko des Einsatzes potentiell gefährlicher Technologie von der Gesellschaft insgesamt zu tragen ist, kann die Entscheidung über die Nutzung risikobehafteter Tech-

nologien nicht technischen Spezialisten allein überlassen bleiben, sie muß vielmehr auch politisch verantwortbar werden.

Risikovorsonge erfordert eine möglichst umfassende Risikoanalyse als Basis der Entscheidungsvorbereitung. Die richtig verstandene Risikovorsonge geht über die bessere Beherrschung eingegangener technischer Risiken hinaus. Erhöhte Risikofaktoren sollen durch weiterentwickelte, risikoärmere und insgesamt bessere Technologien überwunden werden. Risikoanalyse und technische Minimierung von Risiken müssen ergänzt werden um das Bemühen einer höchstmöglichen Risikoakzeptanz. Dies erfordert die Offenlegung denkbarer Risiken und das Transparentmachen von Chancen und Gefahren, damit die notwendige Abwägung sich auf einen breiten demokratischen Konsens stützen kann.

2. Deterministische und Probabilistische Vorgehensweisen

Die nach verschiedenen Gesetzen (z. B. Atomgesetz) geforderte Vorsorge gegen Schäden durch technische Systeme wird in der Praxis im wesentlichen deterministisch umgesetzt, d. h. die für den Nachweis ausreichender Sicherheit erforderlichen technischen Einrichtungen und Untersuchungen werden im Regelwerk detailliert vorgegeben (determiniert). Für die Bemessung von Anlagenteilen und Sicherheitseinrichtungen wird eine Liste von Auslegungstörfällen festgelegt, die nach ingenieurtechnischen Erfahrungen das Spektrum der insgesamt bei der Schadensvorsorge zu berücksichtigenden sicherheitstechnisch bedeutsamen Fehlfunktionen und Versagensfälle abdecken sollen. Für diese Störfälle ist der Nachweis zu erbringen, daß sie innerhalb vorgegebener Grenzen beherrscht und unzulässige Schäden verhindert werden.

Die deterministische Vorgehensweise schafft Planungs- und Verfahrenssicherheit für alle an der Sicherheitsbeurteilung Beteiligten, da bereits vor Eintritt des Genehmigungsverfahrens Beschaffenheits- und Nachweisanforderungen möglichst weitgehend festgeschrieben werden.

Ein nützliches und zweckmäßiges Instrument zur Überprüfung eines nach deterministischen Anforderungen ausgelegten technischen Systems ist die probabilistische Sicherheitsanalyse. Sie erlaubt zwischen zuverlässigen und weniger zuverlässigen Systemen und zwischen häufigen und seltenen Anforderungsfällen für die sicherheitstechnischen Einrichtungen zu unterscheiden. Mit diesen Methoden können somit Aussagen über eine Ausgewogenheit der sicherheitstechnischen Auslegung gemacht werden. Sicherheitstechnische Unausgewogenheiten, d. h. sowohl Überauslegungen sowie Schwachstellen werden erkannt. Das erreichte Sicherheitsniveau wird quantitativ bestimmt und kann ausgewiesen werden.

Für technische Systeme ist gesetzlich festgelegt, für welche Systeme und in welchem Umfang eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) zu erstellen ist. Das UVP-Gesetz soll sicherstellen, daß Umweltrisiken nach einheitlichen Grundsätzen frühzeitig und umfassend ermittelt,

beschrieben und bewertet werden. Eine UVP betrifft die Auswirkung von Errichtung, Betrieb und wesentlichen Änderungen eines Vorhabens auf Schutzgüter, Menschen, Tiere, Pflanzen, Boden, Wasser, Luft, Klima, Landschaft - einschließlich Wechselwirkungen - sowie auf Kultur- und Sachgüter.

Es muß deutlich darauf hingewiesen werden, daß Störfälle nicht betrachtet werden, da nur der Normalbetrieb im Rahmen einer UVP betrachtet wird. Es gibt jedoch auch Bestrebungen, probabilistische Analysen im Rahmen einer UVP zu verlangen. Dies würde aber den Aufwand bei Anträgen sehr stark erhöhen und wird aus diesem Grunde auch von öffentlichen Stellen abgelehnt.

Zusammengefaßt und vereinfacht dargestellt ergibt sich:

- Die Beurteilungen von technischen Systemen im Rahmen von Genehmigungsverfahren bestehen im wesentlichen aus Sicherheitsnachweisen für den Normalbetrieb (\Rightarrow Wirkung "genehmigter" Emissionen).
- Darüber hinausgehende Anlagenzustände (Störfälle), d. h. möglicherweise zu "un genehmigten" Emissionen führen würden, sind nicht Bestandteil einer UVP.
- Trotzdem werden für einige Systeme probabilistische Analysen, bei denen sowohl der Schaden als auch die Eintrittshäufigkeit für diesen Schaden berücksichtigt werden, durchgeführt (dies ist zum Teil auch eine Folge der Produkthaftung).

3. Das Risiko

Ein technisches System bedeutet den Umgang mit Stoffen und Energien, die innerhalb von Prozessen geführt, umgewandelt und kombiniert werden. Stoff- und Energiearten lassen sich durch ihre spezifischen Eigenschaften und vorkommenden Mengen näher charakterisieren und damit auch ihre (potentielle) Eigenschaft, Schäden zu verursachen.

Die Betrachtung erfordert weiterhin die Beschreibung aller Vorgänge innerhalb des Systems, einschließlich der Stoffver- und -entsorgung, die Art der technischen Realisierung sowie verschiedene Systemzustände, z. B. Bau, Betrieb und Stilllegung. Die Art der technischen Realisierung umfaßt nicht nur Fragen zur Konstruktion, sondern z. B. auch zum Standort und der Systemumgebung (Einzelanlage, Industriekomplex). Der Begriff des technischen Systems wird somit in erweitertem Sinne verwendet. Es ist ersichtlich, daß die Art eines Systems einen erheblichen Einfluß auf mögliche Schäden bedeutet.

Somit kann technisches System zu Gefahren und Risiken bestimmter Art und Größe führen. Um diese qualitativ und/oder quantitativ abschätzen zu können, sind Analyseverfahren zur Ermittlung, Bewertung und Handhabung von Risiken erforderlich.

3.1 Der Risikobegriff

Objektives / Subjektives Risiko

Das Risiko läßt sich unterteilen in

– "Objektives" Risiko

Logisch-ingenieurwissenschaftliche Betrachtungsweise und Erfahrungsdarstellung eines Tatbestandes. Die Ergebnisse sollten nachprüfbar, z. B. auf der Grundlage von Statistiken, möglichst unabhängig vom Beobachter bzw. Analytiker sein.

– Subjektives Risiko

Intuitive Wahrnehmung und Beurteilung eines Tatbestandes durch den Beobachter.

Berechnete "objektive" Risiken zu einem bestimmten Ereignis stehen oft im Widerspruch zu den subjektiv wahrgenommenen oder empfundenen Risiken. Nachstehend werden exemplarisch einige subjektive Schätzungen zu bestimmten Tätigkeiten mit statistisch ermittelten Angaben verglichen.

Tätigkeit oder Technologie	Jährliche Todesfälle in den USA gemäß	
	Statistiken	Schätzungen von Studenten (geometrische Mittel)
Rauchen	150.000	2.400
Motorfahrzeuge	50.000	10.500
nichtnukleare elektr. Energie	14.000	500
Röntgenstrahlung	2.300	40
Eisenbahnen	1.950	210
Alpinismus	30	70
Skifahren	18	72

Vergleiche "objektiver" und subjektiver Risiken haben gezeigt, daß geringe Wahrscheinlichkeiten entweder völlig vernachlässigt oder massiv überschätzt werden. Hohe Wahrscheinlichkeiten werden hingegen regelmäßig unterschätzt. Zur Analyse subjektiver Risiken sind vor allem nichttechnische Einflußfaktoren zu berücksichtigen und werden deshalb im Rahmen der Vorlesung nicht weiter betrachtet.

Unterteilung des "objektiven" Risikos

Das "objektive" Risiko kann weiter nach zugrundegelegten Berechnungskriterien unterteilt werden.

Unterteilung nach Beobachtungs- bzw. Aussagezeitrahmen:

- Statistisches Risiko (statistical risk):

Die Aussagen und Berechnungen basieren auf direkt nutzbaren Daten oder Häufigkeiten, z. B. auf der Anzahl von Unfällen pro Jahr.

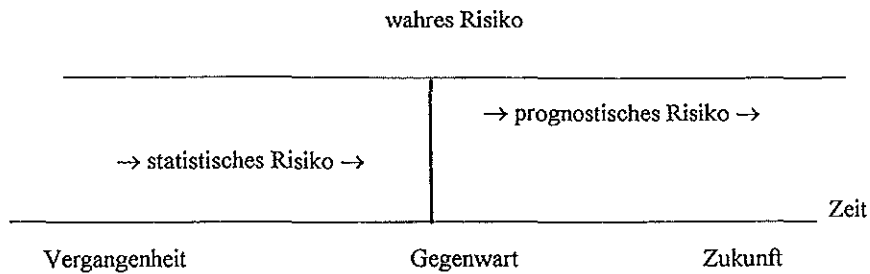
- Wahres (tatsächliches) Risiko (real risk):

Die Aussagen und Berechnungen beruhen auf dem vollständigen Satz aller möglichen Daten zu einem bestimmten Ereignis, bei (unendlich) langer Beobachtungszeit. Die Rahmenbedingungen zum betrachteten Ereignis dürfen sich dabei nicht verändern. Das tatsächliche Risiko beschreibt somit einen idealen statistischen Zustand und ist praktisch nicht bestimmbar.

- Prognostisches Risiko (predicted risk):

Die Aussagen und Berechnungen basieren auf Störfallszenarien und Modellen für seltene oder noch nicht aufgetretene Ereignisse. Solcherart zukünftige Ereignisse werden im Rahmen einer probabilistischen Risikoanalyse mit entsprechender Methodik, z. B. mit Hilfe einer Fehlerbaumanalyse, bestimmt oder abgeschätzt.

Die Zusammenhänge der verschiedenen Risiken, die sich auf einen Zeitmaßstab beziehen, sind nachstehend dargestellt.



Unterteilung nach ereignisspezifischen Merkmalen:

- Kollektives Risiko (social risk):

Die Aussagen und Berechnungen zur Größe einer Gefahr (einer Tätigkeit oder Situation, eines Ereignisses) beziehen sich hier auf die Gesellschaft insgesamt bzw. daraus näher bestimmter Teile. Beispielsweise betrug 1980 das kollektive Risiko in der Schweiz durch einen Verkehrsunfall umzukommen:

$$\text{Kollektives Risiko} = 1240 \frac{\text{Verkehrstote}}{\text{Jahr}}$$

Das Kollektiv der Schweizer Bevölkerung nahm 1980 somit 1240 Verkehrstote "in kauf".

- Individuelles Risiko (individual risk):

Das individuelle Risiko beschreibt die Größe einer Gefahr für den einzelnen. Dabei wird oft das kollektive Risiko auf die Zahl der beteiligten Personen bezogen. Beispielsweise wurden 1980 in der Schweiz 67.050 Verkehrsunfälle gemeldet (bei 6,329 Mio. Einwohnern). Daraus folgt das individuelle Risiko [Fri 86-21] zu:

$$\text{Individuelles Risiko} = 1,06 \times 10^{-2} \frac{\text{Unfälle}}{\text{Jahr} \times \text{Person}}$$

Die Risiko-"Formel"

Die allgemein verwendete Definition lautet:

Risiko = (Eintritts-)häufigkeit und Schaden

Ein Beispiel zur Kategorisierung des Risikos aus dem Bereich der chemischen Industrie ist nachstehend wiedergegeben.

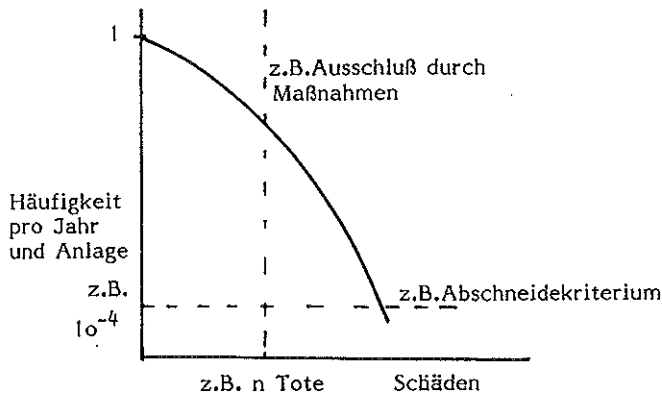
Eintrittshäufigkeit	
Kategorie	Beschreibung
hoch, häufig	1 mal pro Jahr
mittel, gelegentlich	1 mal in 10 Jahren
klein, selten	1 mal in 100 Jahren
unwahrscheinlich	1 mal in 1000 Jahren
Schaden	
Kategorie	Beschreibung
katastrophal	Todesfälle, Jahre, Langzeitschäden, irreversibel
hoch	Vergiftungen, Mehrjahresschäden, Wochen, Reizwirkungen, Individualschäden, reversibel;
mittel	Belästigungen, räumlich beschränkt, reversibel;
klein	Bagatellen
unbedeutend	

Diese Tabelle zeigt die verschiedenen Problematiken auf:

- Der Aussagewert extrem kleiner Häufigkeiten ist sicherlich zweifelhaft.
- Es ist auch umstritten, ob sehr große Schäden durch sehr kleine Häufigkeiten kompensiert werden.

- Die obige Tabelle gilt für 1 Anlage; risikorelevant sind aber alle arbeitenden Anlagen.

Tendenziell gilt nachstehender Zusammenhang (meist in doppellogarithmischer Darstellung)



3.2 Die Systematische Gefahrensuche

Die allgemeine Fragestellung hinter allen Risikoanalysen ist: "Welche Ursachen führen zu gefährlichen Abweichungen von sicheren Prozeßbedingungen und was sind die unmittelbaren Folgen?"

Zur systematischen Beantwortung dieser Fragen dienen im wesentlichen drei methodische Ansätze als Hilfsmittel:

– Intuitiv/empirisch:

Die intuitive Vorgehensweise erfolgt meist durch "Brainstorming", d. h. das nicht an bestimmte Verfahren gebundene Nachdenken über eine Betrachtungseinheit. Die empirische Vorgehensweise bedeutet die Auswertung von Betriebserfahrungen und Unfallberichten, z. B. anhand von Checklisten.

– Induktiv:

Induktive Ansätze gehen von der Annahme eines auslösenden Ereignisses (Komponentenversagen, Fehler im Prozeßschritt etc.) aus und versuchen die Frage nach möglichen Folgen ("Was kann passieren?") methodisch vorwärtsgerichtet zu beantworten.

Induktive Methoden in der Risikoanalyse sind z. B. die Failure Mode and Effects Analysis (FMEA), die Hazard und Operability Study (HAZOP) und die Ereignisablaufanalyse.

– Deduktiv:

Deduktive Ansätze gehen von einer bekannten Gefahr bzw. einem unerwünschten Ereignis aus. Die zugrundeliegende Fragestellung ist dann rückwärts gerichtet ("Wie konnte es passieren?"). Die bekannteste deduktive Methode ist die Fehlerbaumanalyse.

Nachfolgend werden einige Verfahren kurz beschrieben.

Checklistenverfahren

Das Checklistenverfahren ist eine einfache, rein qualitative Methode für eine erste Einsichtnahme in ein System und kann im Rahmen einer (Gefahren-)Analyse zur Vorbereitung dienen.

Der methodische Ansatz geht davon aus, daß Gefahren aus der unkontrollierten Freisetzung von Energie oder gefährlichen Stoffen erwachsen. Zudem gilt die Annahme, daß es innerhalb einer Anlage oder eines Systems Subsysteme, Komponenten oder Stoffe gibt, die ersichtlich gefährlich sind. Das Vorgehen besteht im Entdecken dieser Subsysteme, Komponenten und Stoffe mit Hilfe von allgemeinen Checklisten und Leitwörtern.

Arbeitsschritte des Checklistenverfahrens

Die Anwendung des Checklistenverfahrens gliedert sich in voneinander unabhängige Arbeitsschritte:

1. Identifizierung der gefährlichen Systeme, Komponenten etc.;
2. Analyse eines Systems durch Leitwörter;
3. Identifizierung der Gefahren (Gefährdungen).

Identifizierung der gefährlichen Systeme und Komponenten

Die allgemeine Komponenten- und Stoffcheckliste hilft, Komponenten und Stoffe innerhalb eines Systems zu erkennen, die in sich schon eine Gefahr darstellen. Die (einfache) Fragestellung ist dann: "Gibt es im System Brennstoffe, Druckbehälter etc.?" Das Ergebnis ist eine Liste "kritischer" Komponenten und Stoffe.

Allgemeine Komponenten- und Stoffcheckliste (Energien)

Komponenten, Stoffe, Energien	vorhanden? welche? wo?	Komponenten, Stoffe, Energien	vorhanden? welche? wo?
<ul style="list-style-type: none">- Brennstoffe,- Gasgeneratoren,- Treibstoffe,- Zünder,- Sprengladungen,- geladene elektrische Kondensatoren,- Akkumulatoren,- elektrostatische Aufladungen,- Druckbehälter,- federvorgespannte Vorrichtungen,- Kräne,		<ul style="list-style-type: none">- Antriebsvorrichtungen,- elektrische Generatoren,- HF-Energiequellen,- radioaktive Energiequellen,- fallende Objekte,- katapultierte Objekte,- Heizvorrichtungen,- Pumpen,- Gebläse,- Ventilatoren,- rotierende Maschinen, etc.	

Analyse eines Systems durch Leitwörter

Die Entstehung von Gefahren innerhalb eines Systems läßt sich auch mit Hilfe von Leitwörtern, die Energie- und Stoffumsetzungen beschreiben, ansatzweise strukturieren. Beispiele für solche Leitwörter sind

Mehr oder weniger als, keiner oder ein Teil von, größer oder kleiner als, anders als, später als, früher als, so gut wie, vertauscht.

Ein Leitwort, kombiniert mit einem Prozeßparameter (Druck, Temperatur etc.), beschreibt Abweichungen vom Normalbetrieb, und läßt damit gefährliche Komponenten und Anlagenbereiche zusätzlich zum ersten Arbeitsschritt erkennen.

Am Beispiel eines Druckbehälters xy läßt sich die Anwendung aufzeigen:

Ein erhöhter Druck kann zum Bersten des Behälters führen. Davon ausgehend ist die Fragestellung mit Hilfe eines Leitwortes: "Ist der Behälter xy gefährlich, wenn der Druck größer als vorgeschrieben wird (Energie-, Stofffreisetzung)?"

Mit dieser Vorgehensweise wird unter Verwendung aller passenden Leitwörter auf jede einzelne Komponente das zu analysierende System "durchgecheckt". Das Endergebnis ist eine einfache Liste derjenigen Systemkomponenten, die "gefährlich" werden können; die Liste aus dem ersten Arbeitsschritt wird so evtl. um weitere Komponenten ergänzt.

Identifizierung der Gefahren

In einem weiteren unabhängigen Arbeitsschritt wird das System mit Hilfe einer Liste allgemeiner Gefahrenquellen erneut "gecheckt", d. h. möglichen Ursachen werden gefährdete Komponenten zugewiesen und so die vorhandenen Gefahren beim Normalbetrieb des Systems identifiziert. Eine Fragestellung ist z. B.: "Welche Systemkomponenten können durch hohe Temperaturen Gefährdungen verursachen?" Das Endergebnis ist eine weitere einfache Liste von Komponenten, die bei Vorhandensein bestimmter Ursachen "gefährlich" sind. Die Ergebnisse aus Arbeitsschritt 1 und 2 werden dadurch ergänzt.

Allgemeine Komponenten- und Stoffcheckliste (Energien)

Allgemeine Gefahrenquellen	Komponente(n)	Allgemeine Gefahrenquellen	Komponente(n)
<ul style="list-style-type: none">- Beschleunigung,- Verunreinigung,- Korrosion,- chemische Zersetzung,- Elektrizität: Schock, thermischer Einfluss, unbeabsichtigte Aktivierung,- Ausfall Stromversorgung, elektromagn. Strahlung.- Explosion,- Feuer,- Temperatur: hohe, tiefe, Änderung.- Leck,- Oxidation,		<ul style="list-style-type: none">- Druck: hoch, niedrig, schnelle Änderung- Strahlung: thermisch, elektromagnetisch,- ionisierend, ultraviolett;- mechanischer Schock,- Spannungskonzentration,- Spannungswechsel,- Giftigkeit,- Vibration,- Lärm,- Wetter,- Feuchtigkeit,- etc.	

Bemerkungen zum Checklistenverfahren

Die Anwendung des Checklistenverfahrens bietet vor allem den Vorteil eines einfachen Aufbaus und breiter Anwendungsmöglichkeiten (und benötigt keinen Computer). Jedoch sind die Nachteile im Sinne einer umfassenderen Analyse offensichtlich:

- Die Vorgehensweise ist kaum strukturiert;
- je komplexer das zu untersuchende System ist desto unübersichtlicher werden die Checklisten;
- es bleibt fraglich, ob alle wichtigen Aspekte eines Systems erkannt und beschrieben wurden;
- die Güte einer Analyse hängt ausschließlich vom Wissen der durchführenden Personen ab.

Aus den genannten Nachteilen folgt, daß das Checklistenverfahren im wesentlichen für betriebsinterne Zwecke geeignet ist. Für eine Risikoanalyse im Sinne der Störfallverordnung ist das Verfahren vorbereitend und gestuft anwendbar.

Ereignisablaufanalyse

Eine weitere Methodik, ein technisches System qualitativ oder quantitativ zu modellieren, ist die (induktive) Ereignisablaufanalyse. Weitere Bezeichnungen sind Störfallablaufanalyse, "event-free" oder seltener Incident Sequence Analysis [DIN 79].

Die Aufgabe einer Störfallablaufanalyse besteht im Erfassen der Ereignisabläufe in einem (größeren) System oder einer Anlage, die nach einem auslösenden Ereignis durch die Reaktion nachfolgender (sicherheitstechnischer) Subsysteme und Auftreten von Störfallphänomenen entstehen können. Damit werden die Folgen, die ein auslösendes Ereignis in einem System verursacht, schrittweise bis zu einem Endzustand des Systems ("Anlagenzustand" Funktion oder Ausfall) verfolgt, d. h. "jedes Ereignis in der Kette hat die Folgen der vorausgehenden Ereignisse zu tragen". Mit Hilfe einer einfachen graphischen Darstellungsweise werden die logischen und näherungsweise auch zeitlichen Abläufe unter der Bedingung aufgezeigt, daß die nacheinanderfolgenden Subsysteme ausfallen oder funktionieren (binäre Logik).

Die Ereignisablaufanalyse benötigt somit Kenntnisse über die Reaktionen eines Subsystems auf ein "Anfangsereignis", entweder durch ein auslösendes (Start-) Ereignis oder durch den

Übergang vom vorherigen betroffenen Subsystem. Dies erfordert die Analyse der Zusammenhänge einzelner Komponenten und Subsysteme. Die quantitative Analyse benötigt zusätzlich bedingte Ereigniseintrittswahrscheinlichkeiten, z. B. die Wahrscheinlichkeit, daß ein Subsystem nicht funktioniert oder ein Phänomen auftritt, unter Voraussetzung des Ausfalls des vorgeschalteten Systems. Diese Werte ergeben sich aus der Fehlerbaumanalyse.

Arbeitsschritte der Ereignisablaufanalyse

Eine quantitative Störfallablaufanalyse gliedert sich in vier Arbeitsschritte:

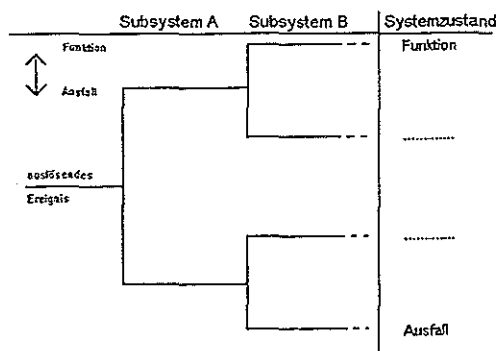
1. Festlegen eines auslösenden Ereignisses;
2. Identifizierung der Folgenverkettungen, die jeweils durch die Funktion oder Nichtfunktion eines Subsystems entstehen;
3. Zuweisung von Eintrittswahrscheinlichkeiten für das auslösende Ereignis und der bedingten Wahrscheinlichkeiten für die Funktion bzw. Nichtfunktion der Subsysteme;
4. Berechnung der Eintrittswahrscheinlichkeit des Endzustandes des Gesamtsystems für jede Kombination von Subsystemzuständen.

Festlegen eines auslösenden Ereignisses und Folgenverkettungen

Es müssen physikalische Folgewirkungen möglich sein. Fehlen diese, so bleibt das auslösende Ereignis auf die direkt betroffene Betrachtungseinheit beschränkt, d. h. eine weitere Betrachtung entfällt.

Zur Beschreibung der Zustände der Subsysteme gilt die binäre Logik. Da nur die Systemzustände "Funktion", "Nichtfunktion" betrachtet werden, genügt im event-tree die ODER-Verknüpfung, um das zeitliche, logische und physikalische Ineinandergreifen vernetzter Systeme zu modellieren ("Entweder-Oder-Logik"). Der Aufbau eines event-tree ist nicht normiert. Allgemein üblich ist die folgende Darstellung.

Prinzipieller Aufbau eines Ereignisbaumes ("event tree")



Nach oben wird für jedes Subsystem die Funktion, nach unten der Systemausfall eingetragen. Die obere Ereigniskette beschreibt die vollständige Funktion, die untere den vollständigen Ausfall des Systems.

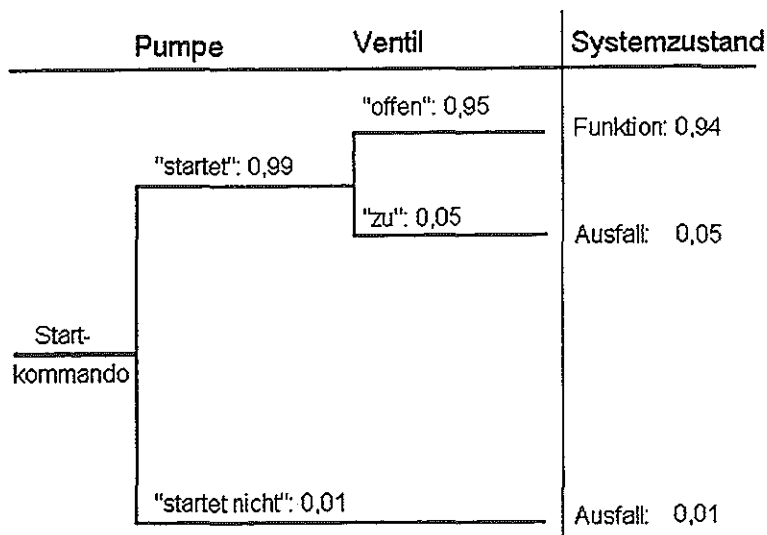
Beispiel:

In nachstehender Abbildung ist das Prinzipschaubild eines einfachen Pumpsystems dargestellt. Mit Hilfe einer Pumpe wird Wasser in ein Becken transportiert, das einen konstanten Wasserstand aufweisen soll. Sinkt der Pegel zu stark, wird die Pumpe gestartet, das Becken wieder bis zum Sollpegel gefüllt und die Pumpe wieder abgeschaltet (Das dafür notwendige Regelsystem wird in diesem Beispiel nicht berücksichtigt). Der Volumenstrom wird über ein Regelventil eingestellt.

Das gesamte System erfüllt seine Aufgaben nicht mehr (versagt), wenn der Wasserstand dauerhaft nicht dem Sollzustand entspricht. Das auslösende Ereignis ist das Startkommando an die Pumpe.



Einfaches Pumpsystem



Quantitatives Ereignisablaufdiagramm des Pumpsystems gemäß obiger Abbildung

Fehlerbaumanalyse

Die bisher besprochenen Verfahren der Risikoanalyse betrachten Systemkomponenten weitgehend einzeln, während die Vernetzung der Komponenten zu einem Gesamtsystem allenfalls indirekt berücksichtigt wird. Die Fehlerbaum- und Ereignisablaufanalyse sind Verfahren, die die *logische* Verknüpfung der Komponenten zur Systemmodellierung verwenden. Als Modell ergibt sich eine baumartige verzweigte Struktur.

Zuverlässigkeitskenngrößen ganzer Systeme sind meist nicht vorhanden. Um dennoch Berechnungen durchführen zu können, wird mit den Kerngrößen der Systemkomponenten über deren logische Verknüpfungen aus der Komponentenebene auf die Systemebene geschlossen.

Methodik der Fehlerbaumanalyse

Die Aufgabe einer Fehlerbaumanalyse besteht in der Ermittlung der logischen Verknüpfungen von Komponenten- oder Teilsystemzuständen eines Systems, die zu einem unerwünschten Ereignis ("top-event") führen können. In der praktischen Anwendung bedeutet dies die systematische Identifizierung aller möglichen Ausfallkombinationen (Ursachen) und dahinterliegenden Basisereignissen, die zu einem vorgegebenen "top-event" führen können [DIN 77/2]. Eine quantitative Analyse führt zusätzlich zur Ermittlung der Eintrittswahrscheinlichkeit des "top-event". Die Struktur eines Fehlerbaums hängt wesentlich von den gewählten Grenzen der Betrachtungseinheiten ab, die Basisereignisse betreffen. Im allgemeinen führen enge Grenzen zu umfangreichen Fehlerbäumen.

Eine Fehlerbaumanalyse findet bei einer *deduktiven Fragestellung* Verwendung ("Vorwärtslogik"). Ausgangssituation ist ein definierter Systemzustand ("top-event"), der weiter "top down" (von oben herab) bis zu einem Basisereignis entwickelt wird.

Die benötigten Systeminformationen beruhen auf den bisher verwendeten Unterlagen, jedoch erfordert eine **quantitative** Analyse zusätzlich Zuverlässigkeitskenngrößen zu den einzelnen betrachteten Basisereignissen, z. B. die Ausfallwahrscheinlichkeit einer bestimmten Pumpe.

Arbeitsschritte der Fehlerbaumanalyse

Eine Fehlerbaumanalyse läßt sich anhand von vier Arbeitsschritten durchführen (Schritte eins bis drei nach:

1. Festlegen eines "top-event" pro FTA-Durchgang;
2. Identifizierung aller Ereigniskombinationen, die zum "top-event" führen;
3. Ermittlung und Zuweisung von Zuverlässigkeitskenngrößen zu jedem Ereignis;
4. Berechnung der Gesamteintrittswahrscheinlichkeit des "top-events" aus den Wahrscheinlichkeiten und Häufigkeiten aus den Arbeitsschritten 2. und 3.

Definieren eines "top-event" und Ereigniskombinationen

Verschiedene Betriebszustände, z. B. An-, Abfahr-, Normal-, Revisions- oder Notbetrieb einer Anlage können unterschiedliche "top-events" bedeuten. Im allgemeinen ist das unerwünschte Ereignis ein Systemausfall. Ein definiertes "top-event" ist der Ausfall bestimmter Funktionen, die einem Systemausfall gleichkommen können, z. B. das Bersten eines Gastanks.

Um Einzelereignisse zu einer logischen Struktur verketteten zu können, werden sowohl komponentenbezogene als auch systembezogene Informationen benötigt. Im ersten Fall die verschiedenen relevanten Ausfallarten der einzelnen Komponenten sowie wichtige komponentenexterne Einflußgrößen, z. B. Umwelteinflüsse, Einflüsse aus Instandhaltungsmaßnahmen. Systembezogene Informationen betreffen die genaue Definition des zu untersuchenden Betriebszustandes einer Anlage und deren Abgrenzung.

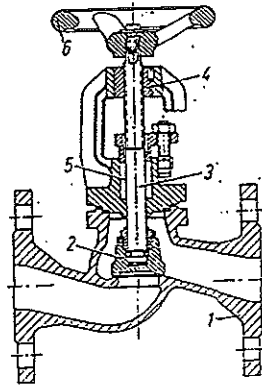
Zuweisung von Wahrscheinlichkeiten und Berechnung

Den Basisereignissen sind Zuverlässigkeitskenngrößen (Ausfallwahrscheinlichkeit, Ausfallrate u. a.) zuzuordnen. Diese stammen aus Betriebsstatistiken, -erfahrungen, Datensammlungen, subjektiven Einschätzungen ("Expertenwissen") usw.

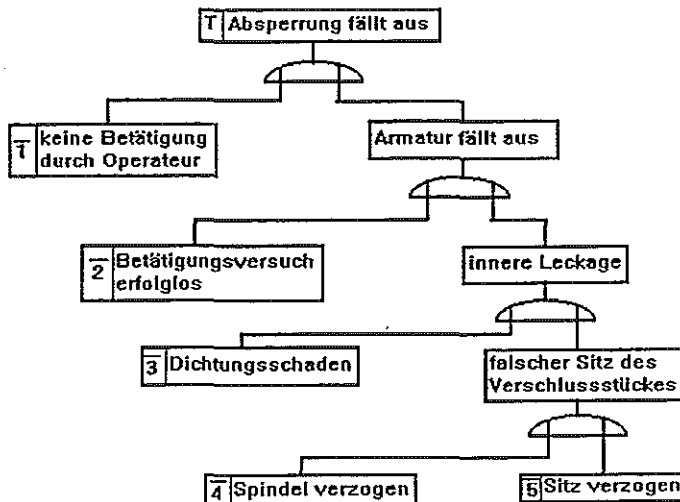
Für z. B. ein Absperrventil

Bauelemente:

- 1: Ventilgehäuse,
- 2: Ventilteller mit Sitzringen,
- 3: Spindel,
- 4: Mutter,
- 5: Stopfbuchse (Abdichtung der Spindel),
- 6: Antrieb (Handrad).



als einfachem technischem System wird nachstehend ein einfacher Fehlerbaum mit dem "top-event" einer ausgefallenen Absperrung entwickelt.



Entwicklung des "top-events: Absperrung fällt aus" in einem Fehlerbaum für eine Absperrarmatur

Danach sind für die Komponenten die Ausfallwahrscheinlichkeiten oder Fehlerwahrscheinlichkeiten zu ermitteln (siehe spätere Abschnitte) und es kann die Wahrscheinlichkeit für einen Ausfall des Ventils quantitativ ermittelt werden.

Bemerkungen zur Fehlerbaumanalyse

Die Vorteile der Fehlerbaumanalyse liegen vor allem in der guten Modellierung mechanischer dualer Vorgänge, z. B. Ventil geöffnet oder geschlossen und in der breiten Einsatzmöglichkeit. Bei ausreichender Datenbasis ist eine Quantifizierung der Vorgänge möglich. Mit einer Fehlerbaumanalyse können auch Ereignisse betrachtet werden, die auf der Ebene der Komponenten durch das Zusammenwirken mehrerer Ausfälle oder Fehler zustandekommen.

Nachteile des Verfahrens sind eine statistische Systembeschreibung, d. h. zeitabhängige Änderungen sind nur schwer in die Analyse einzubauen, und die Unübersichtlichkeit bei der Modellierung größerer Systeme (viele Verzweigungen).

Datenproblematik in Zuverlässigkeits- und Sicherheitsanalysen

Die Erarbeitung der Zuverlässigkeitskenngrößen ist ein bedeutender und meist zeitintensiver Bestandteil innerhalb einer quantitativen Risikoanalyse. Prinzipiell werden zur Quantifizierung von Ereignis- und Fehlerbäumen zwei "Datensorten" benötigt. Eine Ereignisablaufanalyse erfordert bedingte Ereigniseintrittswahrscheinlichkeiten, z. B. für auslösende Ereignisse, für Ereignisse im physikalischen Sinne und Systemversagenswahrscheinlichkeiten als Ergebnis von Fehlerbaumanalysen. Für Fehlerbäume sind es Zuverlässigkeitskenngrößen, z. B. Ausfallwahrscheinlichkeiten oder -raten von Betrachtungseinheiten (BE). Als BE sind möglichst große Untersysteme zu verstehen, die einerseits den Detaillierungsgrad des Fehlerbaums begrenzen, andererseits müssen hinreichende Betriebserfahrungen über sie als Ganzes vorliegen. Übliche BE sind z. B. Pumpen, Ventile oder Dieselaggregate.

Im folgenden soll auf einige Probleme im Hinblick auf notwendige Daten eingegangen werden.

Anlagenspezifische Daten

Im Grundsatz sind anlagenspezifische Daten zu bevorzugen. Vielfach ist deren Zahl jedoch zu gering, um das Unsicherheitsband klein genug zu halten. Außerdem stammen sie vielfach aus Wartungsarbeiten, die Aufschreibung genügt dann oft nicht den Qualitätsanforderungen.

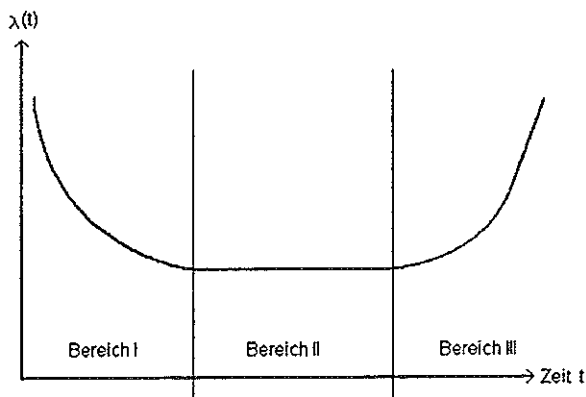
Generische Daten

Benötigt man z. B. Werte zu Versagensarten, die bisher noch nicht vorgekommen sind, aber benötigt werden, z. B. das Versagen eines Druckbehälters, so sind (in diesem Fall) probabilistische Methoden der Bruchmechanik heranzuziehen - mit den dann größeren Unsicherheitsbändern.

Ausfallrate

Die Ausfallrate ist eine der wichtigsten Kenngrößen in der Zuverlässigkeitsanalyse, da sich mit ihr zeitabhängige Prozesse einer Betrachtungseinheit beschreiben lassen. Der prinzipielle "Lebenslauf" wird anhand der sog. "Badewannenkurve" der Ausfallrate dargestellt (siehe unten). Dabei ist zu beachten, daß der tatsächliche Verlauf je nach Art der Betrachtungseinheit, z. B. mechanische oder elektronische, mehr oder weniger stark von dem gezeigten Verlauf abweicht.

"Badewannenkurve" der Ausfallrate



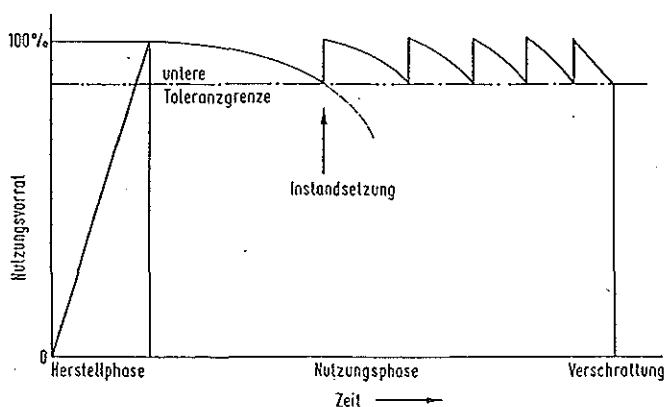
Nachstehend sind einige Werte angegeben.

	Ausfallrate/h (Median)	Irrtums- faktor
Motorarmatur schließt bzw. öffnet nicht	$3,5 \cdot 10^{-5}$	3
Rückschlagklappe klemmt in geschlossener Stellung	$1,7 \cdot 10^{-7}$	3
Startversagen Ventilator	$2,4 \cdot 10^{-5}$	6
Ventilator fördert nicht	$6,2 \cdot 10^{-5}$	3
Versagen Druckfühler	$3,0 \cdot 10^{-7}$	3
Klappen (mechanischer Fehler)	$9,4 \cdot 10^{-5}$	3
Filter (Leckage)	$3,2 \cdot 10^{-6}$	3
Druckstoßklappe (öffnet nicht)	$1,0 \cdot 10^{-6}$	4
Druckstoßklappe (schließt nicht)	$3,0 \cdot 10^{-6}$	4

Die Ausfallwahrscheinlichkeit berechnet sich nach

$$F(t) = 1 - \exp[-\lambda \cdot t]$$

In der folgenden Abbildung ist die Wiederherstellung des 100 %-Zustandes durch eine Instandsetzung (dies gilt auch für eine Inspektion) dargestellt. Durch ein kürzeres Zeitintervall für eine Instandsetzung der Inspektion kann also die Zuverlässigkeit erhöht werden.



Gemeinsam verursachte Ausfälle (GVA)

Die bisherigen Betrachtungen gingen von der Annahme voneinander unabhängiger Ausfälle aus. Unabhängig heißt, daß der Ausfall einer Betrachtungseinheit keinen Einfluß auf den Ausfall einer anderen Betrachtungseinheit hat. Ohne Berücksichtigung der abhängigen Ausfälle wird möglicherweise ein technisches System unvollständig beschrieben. Als Folge können sich Zuverlässigkeits- und Risikoanalysen ergeben, die in ihren Ergebnissen zu optimistisch sind.

Ein einfaches Beispiel zeigt den Einfluß abhängiger Ereignisse auf ein Endergebnis auf:

Die Wahrscheinlichkeit, daß zwei voneinander unabhängige Komponenten A und B gleichzeitig ausfallen, ist:

$$\Pr (A \cap B) = 10^{-3} \times 10^{-3} = 10^{-6}$$

Folgt der Ausfall von B zwingend aus dem Ausfall der Komponente A (Abhängigkeit = 100 %, so gilt für die voneinander abhängigen Ereignisse jetzt:

$$\Pr (A \cap B) = \Pr (A) \times P (B|A) = 10^{-3} \times 1 = 10^{-3}$$

Die Voraussetzung unabhängiger Ausfälle hätte zu einem um drei Größenordnungen zu optimistischen Wert geführt.

Menschlicher Zuverlässigkeit

In Fehlerbaumanalysen sind auch Verzweigungen zu finden, die auf menschlichen Entscheidungen beruhen (dabei wird der Mensch als Systemkomponente betrachtet).

Die Bewertung der menschlichen Zuverlässigkeit erfolgt im nächsten Vortrag.

Schäden

Eine Gesamtanalyse, die letztlich versucht, das gesellschaftliche Risiko abzuschätzen (dritte Ebene), hat Häufigkeitsverteilungen für Schäden in der Umgebung zum Ziel. Die Aufgabe ist, je nach Analyseobjekt, mit unterschiedlich hohen Schwierigkeitsgraden und Unsicherheiten behaftet, so daß sie oft unmöglich zu leisten ist und auf sie verzichtet wird.

Schadensformen sind z. B.

Menschen

- Krankheiten (etwa Krebs, genetische Veränderungen)
- Todesfälle (akut, verzögert)
- erforderliche Schutzmaßnahmen (Umsiedlung, medizinische Behandlung, Verzehverbote).

Umwelt/Sachgüter

- Schäden in Pflanzen- und Tierwelt
- Verlust natürlicher Ressourcen
- Verlust landwirtschaftlicher Produkte
- Kosten für Gegen- und Schutzmaßnahmen.

Schadensausmaß in der Umgebung bei Freisetzung gefährlicher Stoffe hängt ab von

- Art, Menge
- Ausbreitungsverhalten
- Dosis-Wirkungsbeziehungen (radioaktiv/toxisch)
- Brand/Explosionsverhalten

Ausbreitungseinflüsse

– Transportpfad (Luft/Wasser)

Luftpfad

Topologie

Art der Freisetzung (Verdampfen)

Wetter

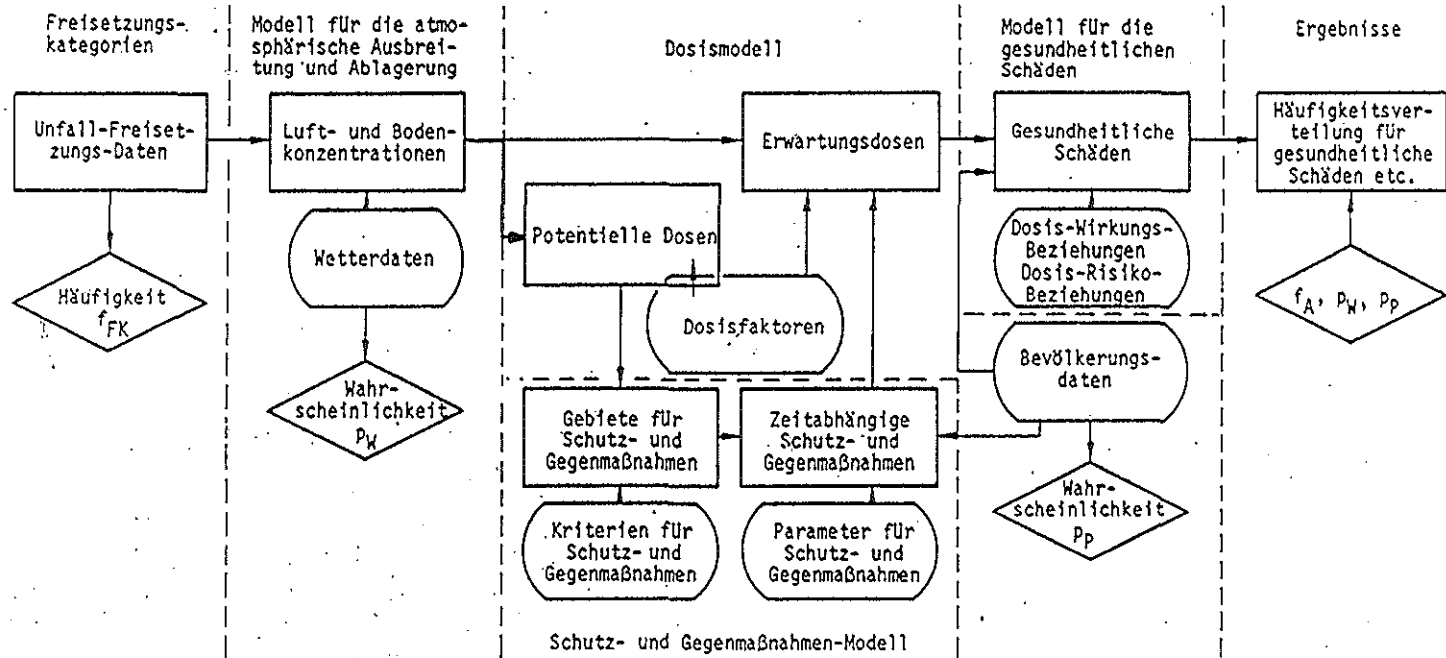
Ablagerungsverhalten

Brennbare/explosible Stoffe

– Zündfähige Mischungen (Ort, Zeit)

– Vorhandensein von Zündquellen

Im folgenden Bild ist das Schema eines Unfallfolgenmodells wiedergegeben.

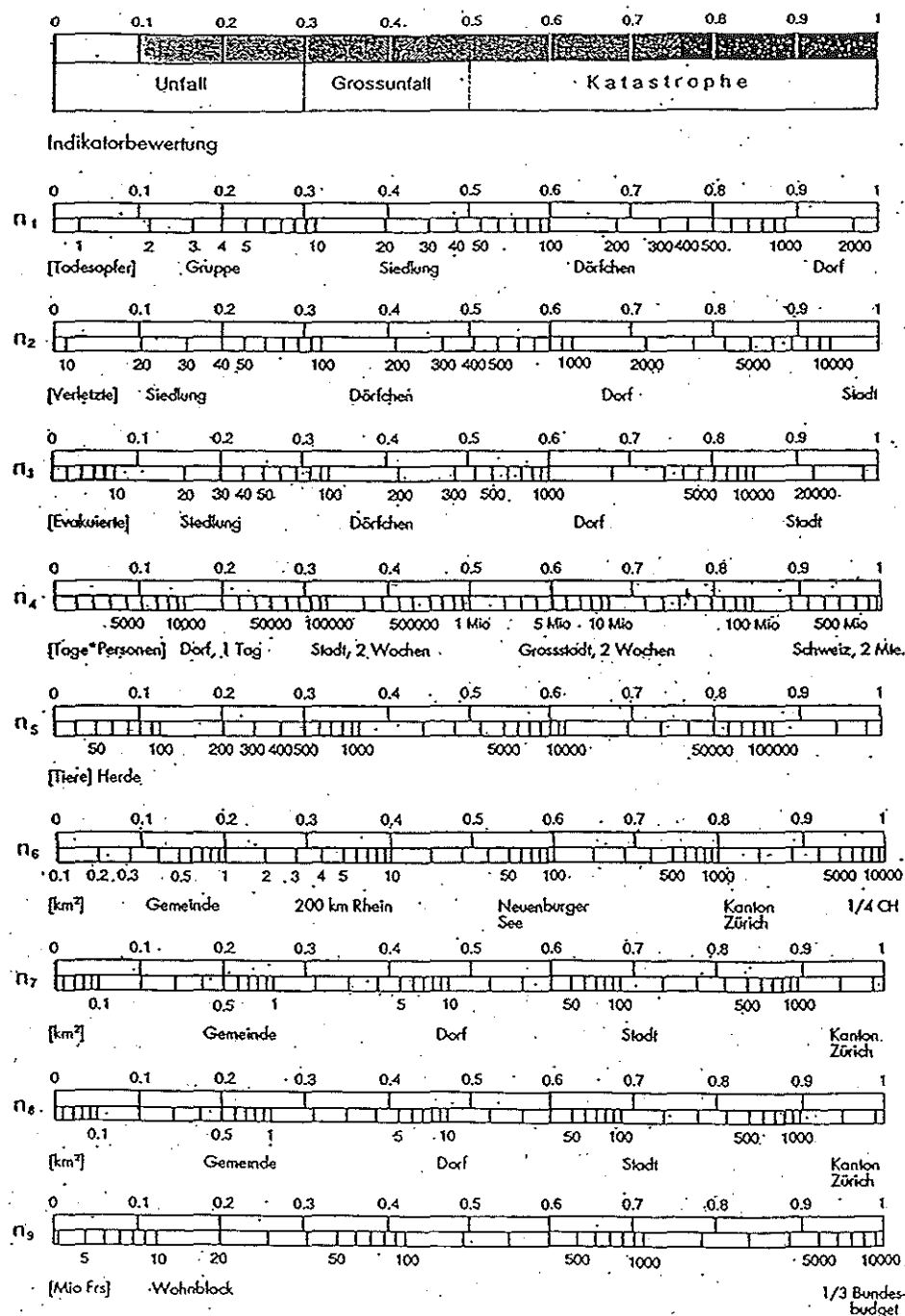


Schema des Unfallfolgenmodells

Im nächsten Bild ist versucht worden, Schadensindikatoren quantitativ festzulegen; in Deutschland gibt es (noch) keine derartige Festlegung.

	Indikator	Beschreibung
Menschen und andere Lebewesen	n_1 = Anzahl Todesopfer und Schwerinvalide	Erfasst werden unmittelbare und als langfristige Folgeerscheinungen zu beklagende Todesopfer sowie Schwerinvalide.
	n_2 = Anzahl Verletzte	Erfasst werden Schwer- und Leichtverletzte sowie Personen mit bleibenden gesundheitlichen Schädigungen.
	n_3 = Anzahl Evakuierte	Erfasst werden Personen, die länger als ein Jahr zu evakuieren sind.
	n_4 = Alarmfaktor	Erfasst wird das Produkt aus "Dauer des Alarms oder der Angstsituation" mal "Anzahl der betroffenen Personen".
	n_5 = Anzahl tote Gross-tiere	Erfasst werden grosse Nutz- und Wildtiere wie Pferde, Kühe, Schafe, Rehe, Gamsen usw.; kleine Tiere wie Hühner, Katzen, Hasen oder Füchse werden mit einem Faktor 1/100 mitgezählt; Fische werden beim Indikator n_6 berücksichtigt.
Lebensgrundlagen	n_6 = Fläche geschädigten Ökosystems	Erfasst wird die Fläche eines Ökosystems, auf welcher die natürlichen Gleichgewichte massiv gestört wurden. Wird ein Gewässer vergiftet, so ist auch die Uferzone mit zu erfassen. Bei der Dezimierung von Raubtieren sind deren Jagdreviere zu erfassen. Geschädigte Flächen von bedeutenden, rechtlich geschützten Ökosystemen werden mit einem Faktor 10 gewichtet.
	n_7 = Fläche kontaminier-ten Bodens	Erfasst wird die Fläche Boden, welche unfruchtbar oder unbewohnbar wurde, nicht mehr nutzbar ist oder mit aufwendigen Massnahmen saniert oder entsorgt werden muss.
	n_8 = Fläche verschmutzten Grundwassers	Erfasst wird die Fläche Boden in Gewässerschutz bereichen A und Grundwasserschutz-zonen S, die in eine Art oder einem Umfang verseucht wurde, dass ein Ver-sickern in das Grundwasser zu befürchten ist.
Sachwerte	n_9 = Diskontierte Auf-wendungen	Erfasst werden alle direkten und indirekten Aufwendun-gen wie Schäden an Häusern, beschädigte Güter, Spital kosten, Evakuationskosten, Prozesskosten usw.

Ausmassskala Störfallwert



Figur G.3: Indikatorbewertung (Zuteilung von Störfallwerten)

3.3 Was kann eine Probabilistische Sicherheitsanalyse (PSA) leisten?

- Anteil bestimmter auslösender Ereignisse an bestimmten Anlagenzuständen (beispielsweise "Kernschmelzen" oder "Freisetzung von Dioxin")
- Anteile des Versagens bestimmter Komponenten an der Häufigkeit von sicherheitsrelevanten Ereignisabläufen
- Hinweise auf die Auswirkung verschiedener Auslegungsvarianten (Anlagen- oder Konzeptvergleich)
- Anteile von Fehlhandlungen des Betriebspersonals an relevanten Ereignisabläufen
- Einflüsse von Wartung, Tests und Reparaturmaßnahmen auf Systemzuverlässigkeit
- Hinweise auf Schwachstellen und Verbesserungsmöglichkeiten
- Umweltrisiko der Anlage mit den Anteilen einzelner auslösender Ereignisse oder einzelner Ereignisabläufe
- Erfüllung quantitativer Sicherheitsziele

Jede Aussage ist mit Unsicherheiten behaftet.

Dabei gibt es zwei Arten von Unsicherheiten

- Einfluß von Zufallsgrößen (z. B. Wetterlagen bei der Ausbreitung von Spaltprodukten)
→ nicht verringerbar
- Kenntnis-Ungenauigkeiten (Wahrscheinlichkeiten, physikalische) Gesetzmäßigkeiten, Simulationsmodelle)
→ prinzipiell verringerbar

Unsicherheiten werden quantifiziert durch Wahrscheinlichkeitsverteilungen.

4. Beispiele

Im folgenden sollen mehrere Beispiele mit Anwendungen der Probabilistischen Sicherheitsanalyse wiedergegeben werden.

Vorreiter bei der großtechnischen Anwendung dieser Methodik war die Kerntechnik; die erste große Studie wurde Anfang der 70er Jahre in den USA durchgeführt (WASH 1400- "Rasmussen-Studie"). In Deutschland gab es die Deutsche Risikostudie (DRS) Phase A und B, und Risikobetrachtungen zum SNR und HTR. Derzeit gibt es weltweit wohl zwischen 500-1000 Risikostudien.

In Abschnitt 4.1 werden exemplarisch einige Ergebnisse der DRS Phase B gezeigt - der Einfachheit halber Kopien von Folien.

Auch in der chemischen Industrie gibt es Gefahren aus chemischen Anlagen, da vielfach Stoffe gehandhabt werden, die leicht entzündbar bis explosiv oder toxisch (zum Teil erst nach einer Freisetzung) sind.

Umfassende Risikostudien - vergleichbar mit denen von Kernkraftwerken - sind derzeit nicht verfügbar.

Der wesentliche Grund ist die „Weigerung“ der chemischen Industrie, umfassende Studien (und damit Offenlegung von technischen Daten und Betriebserfahrungen) zu unterstützen.

„Probabilistik“ ist ein Unwort

Daher sind

- das einleitende Ereignis
- die Ereignisablaufanalyse
- die möglichen Schäden

nicht oder nur ungenau bekannt.

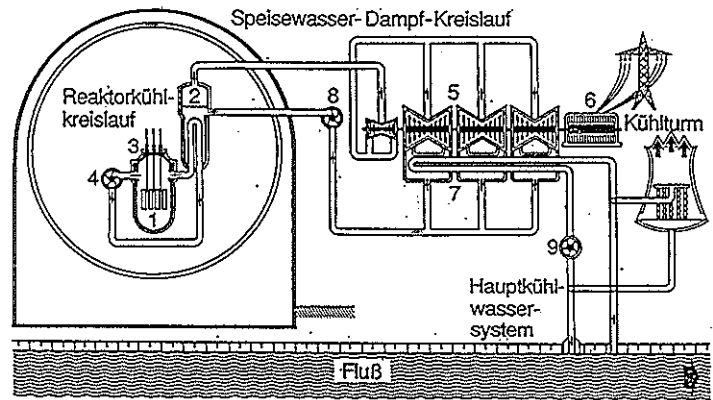
Insbesondere fehlen

- eine Möglichkeit zur Simulation des chemischen Prozesses
- eine Bewertung des menschlichen Verhaltens
- Betriebserfahrungen

In Kapitel 4.2 werden zwei bekannte Risikostudien (Canvey-Inland/England und Rijnmond/Holland) beschrieben.

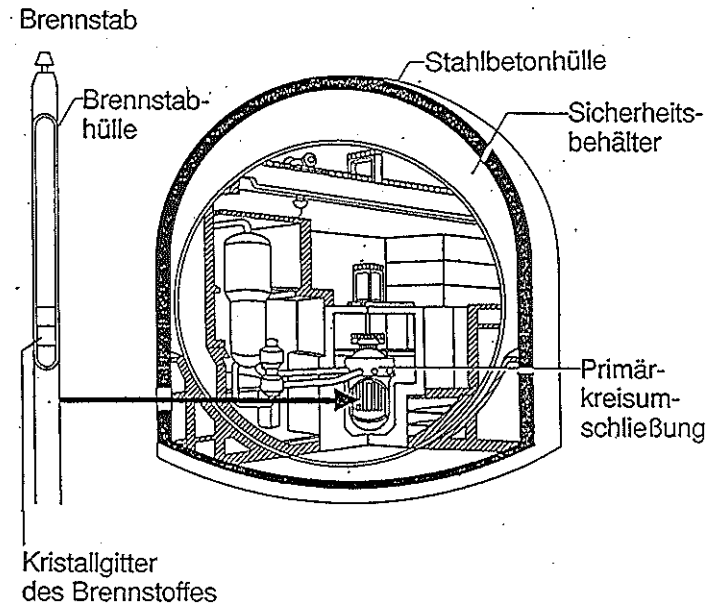
4.1 Exemplarische Ergebnisse der DRS Phase B

727

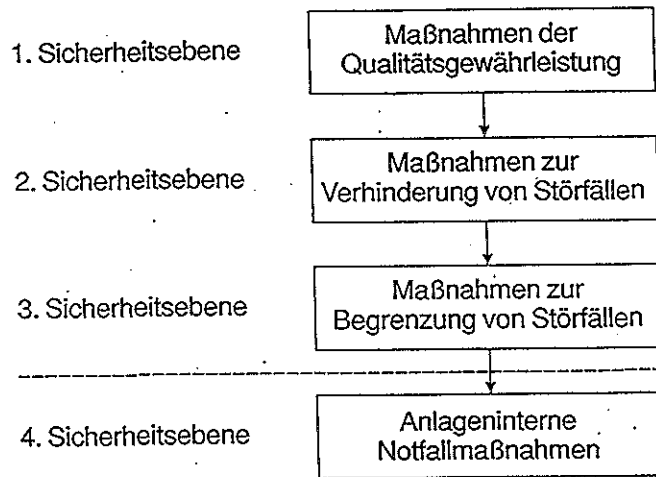


- | | |
|------------------------|--------------------------|
| 1 Reaktorkern | 6 Generator |
| 2 Dampferzeuger | 7 Kondensator |
| 3 Reaktordruckbehälter | 8 Hauptspeisewasserpumpe |
| 4 Hauptkühlmittelpumpe | 9 Hauptkühlwasserpumpe |
| 5 Turbine | |

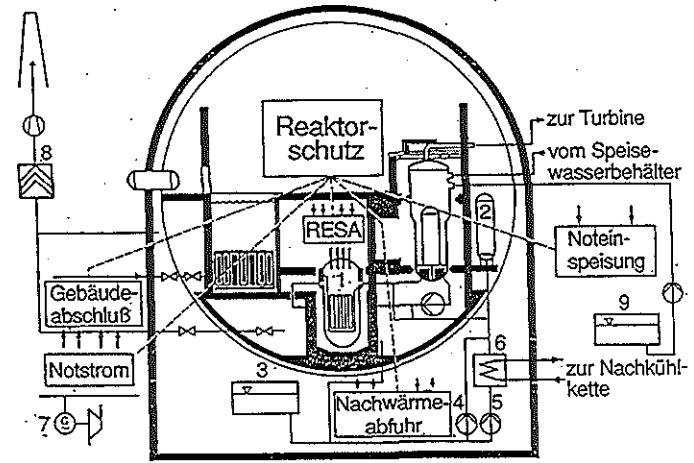
Funktionsschema eines Kernkraftwerkes
mit Druckwasserreaktor



Aktivitätsbarrieren, Einschluß der
Spaltprodukte



Die Ebenen der mehrstufigen Sicherheitsmaßnahmen



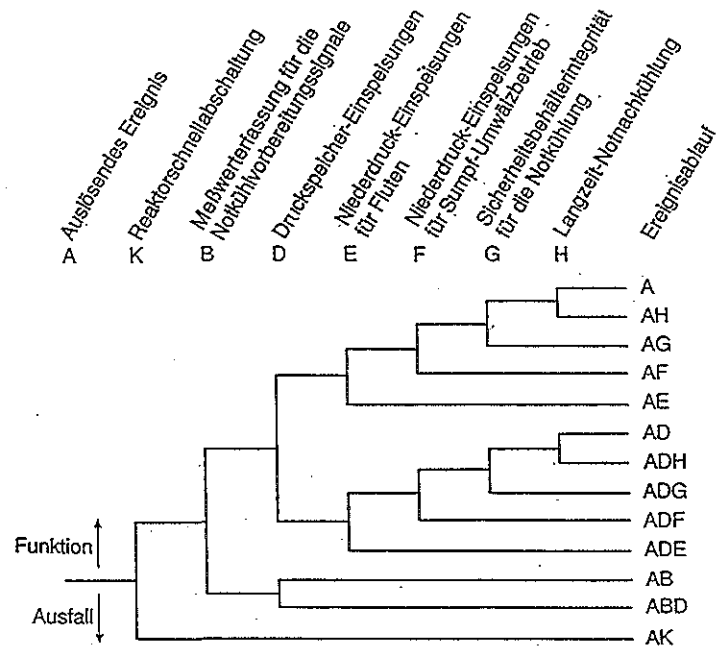
Sicherheitstechnische Einrichtungen des Druckwasserreaktors

- Überprüfung der sicherheitstechnischen Auslegung
- Weiterentwicklung des Sicherheitskonzepts

- Vergleichende Beurteilung verschiedener Ereignisabläufe
- Identifizierung von Schwachstellen und sicherheitstechnischen Verbesserungen
- Ermittlung von Sicherheitsreserven zu Ereignisabläufen, die Auslegungsgrenzen überschreiten
- Beurteilung anlageninterner Notfallmaßnahmen
- Beurteilung von Kernschmelzunfällen unter Berücksichtigung neuer Ergebnisse der Reaktorsicherheitsforschung

Anwendungen und Zielsetzungen von Risikoanalysen

Deutsche Risikostudie, Phase B



Ereignisablaufdiagramm
"Großes Leck in einer Hauptkühlmittelleitung"

○ Eintrittshäufigkeit der auslösenden Ereignisse

○ Zuverlässigkeitskennndaten für Komponenten (Pumpen, Ventile u.a.)

□ Ausfallraten, Ausfallwahrscheinlichkeiten

□ Angaben zu Inspektion, Wartung und Reparatur

○ Zuverlässigkeitsdaten für Handlungen des Betriebspersonals

Zuverlässigkeitsdaten

Auslösendes (Einleitendes) Ereignis für einen Kühlmittelverlust	Phase A H (1/a)	Phase B H (1/a)
Hauptkühlmittelleitung		
□ großes und mittleres Leck	$1 \cdot 10^{-3}$	$< 10^{-7}$
□ kleines Leck ($< 200\text{cm}^2$)	$3 \cdot 10^{-3}$	$3 \cdot 10^{-3}$
Druckhalter		
□ Öffnen von DH-Ventilen bei Transienten	0,5	0,8
□ Fehlüffnen von DH-Sicherheitsventilen	-	$2 \cdot 10^{-2}$
Dampferzeuger-Heizrohrleck (1 - 6cm^2)	-	$7 \cdot 10^{-3}$
Anschlußleitungen		
□ Fälschlich offene Erstabspernung	-	$3 \cdot 10^{-2}$

- ☐ Anlagenspezifische Betriebserfahrung
- ☐ Allgemeine Betriebserfahrung
- ☐ Abschätzungen, Analysen

Häufigkeiten auslösender (einleitender) Ereignisse
für einen Kühlmittelverlust (Erwartungswerte 1/a)

Auslösendes Ereignis für eine Transiente	Phase A H(1/a)	Phase B H(1/a)
Notstromfall	0,1	0,1
Ausfall Hauptspeisewasser	0,8	0,2
Ausfall Hauptwärmesenke (langfristig)		
□ mit Ausfall Hauptspeisewasser	-	0,3
□ ohne Ausfall Hauptspeisewasser	0,3	0,4
Leck in einer Frischdampfleitung		
□ großes und mittleres Leck	-	$8 \cdot 10^{-4}$
Transiente ohne Reaktorschnell- abschaltung (ATWS) *)	$3 \cdot 10^{-5}$	$4 \cdot 10^{-5}$

*) ATWS Anticipated Transient without Scram

- ☐ Anlagenspezifische Betriebserfahrung
- ☐ Allgemeine Betriebserfahrung
- ☐ Abschätzungen, Analysen

Häufigkeiten auslösender Ereignisse für eine
Transiente (Erwartungswerte 1/a)

Auslösendes Ereignis für einen Kühlmittelverlust	Phase A H(1/a)	Phase B H(1/a)
Hauptkühlmittelleitung		
□ großes und mittleres Leck	$2 \cdot 10^{-6}$	$< 10^{-8}$
□ kleines Leck	$5,7 \cdot 10^{-5}$	$4 \cdot 10^{-6}$
Druckhalter		
□ kleines Leck am Druckhalter bei Transienten	$9 \cdot 10^{-6}$	$8 \cdot 10^{-7}$
□ kleines Leck durch Fehlüffnen von Sicherheitsventilen		$2 \cdot 10^{-6}$
Dampferzeuger - Heizrohrleck Anschlußleitungen	-	$1 \cdot 10^{-6}$
□ Leck im Ringraum	$3 \cdot 10^{-8}$	$< 10^{-7}$
Summe	$6,8 \cdot 10^{-5}$	$8 \cdot 10^{-6}$

Häufigkeiten der durch die Sicherheitssysteme
nicht beherrschten Kühlmittelverluststörfälle,
ohne AM (Punktwerte 1/a)

Auslösendes Ereignis für eine Transiente	Phase A H(1/a)	Phase B H(1/a)
Notstromfall	$1,3 \cdot 10^{-5}$	$2 \cdot 10^{-6}$
Ausfall Hauptspeisewasser	$3 \cdot 10^{-6}$	$3 \cdot 10^{-6}$
Ausfall Hauptwärmesenke (langfristig)		
□ mit Ausfall Hauptspeisewasser	-	$7 \cdot 10^{-6}$
□ ohne Ausfall Hauptspeisewasser	$< 10^{-7}$	$3 \cdot 10^{-6}$
Leck in einer Frischdampfleitung		
□ großes und mittleres Leck	-	$3 \cdot 10^{-6}$
Transiente ohne Reaktorschnell- abschaltung (ATWS) ^{*)}	$1 \cdot 10^{-6}$	$2 \cdot 10^{-7}$
Summe	$1,7 \cdot 10^{-5}$	$1,8 \cdot 10^{-5}$

^{*)} ATWS Anticipated Transient without Scram

Häufigkeiten der durch die Sicherheitssysteme
nicht beherrschten Transientenstörfälle, ohne AM
(Punktwerte 1/a)

Anlageninterne Notfallmaßnahmen (AM)

Nutzung von Sicherheitsreserven durch flexiblen Einsatz vorhandener Betriebs- und Sicherheitssysteme





Präventive Notfallmaßnahmen

Maßnahmen zur Wiederherstellung der Kernkühlung
(Verhütung von Kernschmelzen)

Begrenzende Notfallmaßnahmen

Maßnahmen zur Verringerung und Begrenzung der Auswirkungen von Kernschmelzunfällen

Häufigkeit nicht beherrschter Ereignisse	ohne AM	ca. $3 \cdot 10^{-5}/a$	100%
	mit AM	ca. $4 \cdot 10^{-6}/a$	ca.12%

Kleine Lecks	ohne AM		ca.25%
	mit AM		ca.10%
Anlageninterne Transienten	ohne AM		ca.60%
	mit AM		<1%

Einfluß anlageninterner Notfallmaßnahmen (AM)
auf die Beiträge zur Häufigkeit nicht beherrschter
Ereignisabläufe

Zu untersuchen sind Belastungen aus:

- ☐ Dampfexplosion
- ☐ Versagen des Reaktordruckbehälters unter hohem Druck
- ☐ Wasserstoff-Verbrennung
- ☐ Schmelze-Beton-Wechselwirkung
- ☐ Langfristigem Druckanstieg im Sicherheitsbehälter

Zur Analyse von Kernschmelzunfällen

	Unfallablauf	Zeit (h)	Kr-Xe	J	Cs	Te	Sr
1	Frühzeitiges Versagen des Sicherheitsbehälters	> 2	1,0	> 0,5	> 0,5	> 0,5	0,4
2	Leck in einer Anschlußleitung im Ringraum	> 1,5	1,0	0,37	0,37	0,23	0,17
3	Dampferzeuger-Heizrohrleck 1)	8	0,17	$2,5 \cdot 10^{-2}$	$2,5 \cdot 10^{-2}$	$1,5 \cdot 10^{-2}$	$1 \cdot 10^{-5}$
4	kleines Leck (10 cm ²) im Sicherheitsbehälter	6	1,0	$8 \cdot 10^{-3}$	$4 \cdot 10^{-4}$	$2 \cdot 10^{-3}$	$2 \cdot 10^{-4}$
5	gefilterte Druckentlastung des Sicherheitsbehälters 2)	> 4d	0,9	$2 \cdot 10^{-3}$	$3 \cdot 10^{-7}$	$4 \cdot 10^{-6}$	$2 \cdot 10^{-7}$

1) mit Wasservorlage im DE gerechnet bis RDB-Versagen

2) Aerosolfilter

Spaltproduktfreisetzungen aus der Anlage zu verschiedenen Unfallabläufen in Anteilen des Kerninventars

4.2 Risikostudien aus der chemischen Industrie

Die Risikostudie zu Canvey Island

- Beginn der Untersuchungen 1976
Ende 1978
- Zielsetzung:
- Ermittlung des Bevölkerungsrisikos
 - Auswirkungen geplanter weiterer Anlagen
- Methoden:
- direkte Anwendung statistischer Auswertungen
 - Übertragung von Fehlerbaumanalysen aus der Literatur
 - subjektive Einschätzungen
- Ergebnisse:
- Bevölkerungsschäden in der Umgebung aus Bränden, Explosionen und freigesetzten Schadstoffen in Abhängigkeit von der Häufigkeit
 - Es werden nur Personenschäden und keine Sachschäden ermittelt.

Übersicht

- Canvey Island liegt am Nordufer der Themse
- Bewohner ca. 30 000
- Industriekomplex ca. 3 km²
- 7 bedeutende Unternehmen mit ca. 3200 Beschäftigte
- Hauptaufgaben der Unternehmen
Lagerung, Umwandlung und Verteilung von Flüssiggas, Öl und Ölprodukten
- Es lagern ca.
 - 100 000 t flüssiges Methan
 - 1 800 000 t Ölprodukte
 - 3 500 000 t Kohlenwasserstoffe
 - 140 000 t flüssiger Ammoniak
 - 500 t gasförmige Crackprodukte

Gefährdungspotentiale

- Transport mit Schiffen, Pipelines und Kesselwagen
- Lagerung bei z.T. tiefen Temperaturen und 2-8 bar
- bei Umwandlungsprozessen

Untersuchte Schadensarten

1) Explosionen

Relativ offene Bauart

=> Gaswolkenbildung bei Freisetzung von 1000 t

2) Freisetzung giftiger Stoffe

- Es wurde kein Freisetzungspfad gefunden mit einem Risiko über die Wasserversorgung
- Bei Freisetzung in die Atmosphäre Gefährdung durch Ammoniak und Fluorwasserstoffe
- Annahmen: 1000 t Ammoniak oder 100 t Fluorwasserstoff (gesundheitliche Auswirkungen ca. 10 x größer als Ammoniak)

3) Brände

- Im allgemeinen direkte Auswirkungen gering für Bevölkerung (außer bei Gaswolken)
- Gefährdung nur bei Lachenbränden von ca. 100 000 t
- Folgeereignisse zu beachten (Aufheizung von Behälter)

Schadensverursachende Ereignisse

Wesentliche auslösende Ereignisse sind

- Rohrleitungs- und Behälterversagen durch Ermüdung
- Bruch von Pumpengehäusen
- Überdruck in Behältern als Folge von Überspeisungen
- Versagen der Prozeßsteuerung von Drücken, Temperaturen etc.

Als Folgeereignisse sind zu betrachten

- Explosionsdruckwellen
- fliegende Bruchstücke
- Behälteraufheizungen

Als "Äußere Einwirkungen" sind zu betrachten

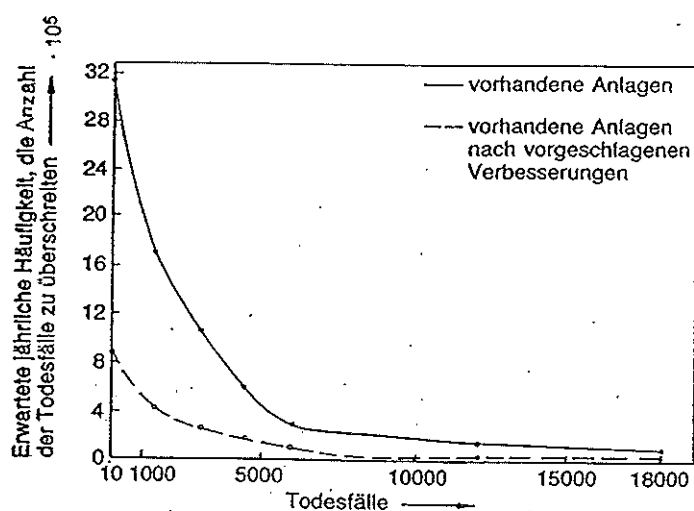
- Überflutungen
- Flugzeugabstürze
- Schiffszusammenstöße, Verkehrsunfälle

Schadensauswirkungen

- Mögliche Explosionsherde sind mehr als 1 km von besiedelten Gebieten entfernt
- Bei explosiven Gaswolken sind folgende Auswirkungen zu erwarten
 - Verletzungen als Folge des Überdrucks
 - Verletzungen durch mitgerissene Gegenstände
 - Hitzeeinwirkungen
 - Brände
 - Tod durch Ersticken
- Bei Hitzeausswirkungen ist ein Schutz durch Aufsuchen von Gebäude leicht möglich
- Die Zahl der Todesfälle wird auf die Hälfte der Zahl der Verletzten beziffert
- Bei Ausbreitungen ist die Windrichtung zu berücksichtigen (ellipsenförmige Zone)

Tabelle Maximale Individualrisiken für die Schadensart Todesfall

	Erwartete Häufigkeit pro Jahr	
	Bestehende Einrichtungen	Bestehende Einrichtungen nach Erweiterung um neue Anlagen
Istzustand	$1,3 \cdot 10^{-3}$	$2,6 \cdot 10^{-3}$
nach Verbesserungen an den bestehenden Anlagen	$6,1 \cdot 10^{-4}$	$7,7 \cdot 10^{-4}$



Kollektivrisiko für
die Schadensart Todesfälle im
Canvey-Island Gebiet

Die Risikostudie zu Rijnmond

- Fertigstellung** 1982
- Zielsetzung:** - Beurteilung risikoanalytischer Methoden für Industrieanlagen
- Methoden:** - Fehlerbaumanalyse
- Modelle für physikalische und chemische Prozesse
- Ergebnisse:** - Schäden bei Betriebspersonal und Bevölkerung aus Bränden, Explosionen und freigesetzten Schadstoffen in Abhängigkeit von der Häufigkeit

Übersicht

- Rijnmond Gebiet $\hat{=}$ Rheindelta von Rotterdam bis zur Nordsee
- Es ist ca. 40 km lang und 15 km breit (ca. 600 km²); es wohnen ca. 1 000 000 Menschen in diesem Gebiet.
- Aus diesem Gebiet werden 6 Objekte analysiert
 - 1) Lagerung von Acrylnitril (ACN)
 - Tank mit 3700 m³ Kapazität; Lagerung drucklos und bei Umgebungstemperatur
 - 2) Lagerung von Ammoniak
 - Tank 1000 m³ und 250 t (ca. 40% der Gesamtkapazität) Inhalt
 - Lagerung bei max. 12 bar
 - 3) Lagerung von Chlor
 - 5 Tanks mit je 90 m³ (100 t verflüssigtem Chlor) bei 6.5 bar
 - 1 Tank immer leer (Reserve als "Abblasetank")

- 4) Lagerung von verflüssigtem Erdgas (LNG)
 - 2 Tanks mit je 57 000 m³ LNG
(Lagerung bei 110 K)
Tanks 2-schalig mit 1 m Isolierschicht
- 5) Lagerung von Propylen
 - 2 Kugeltanks (zusammen 1200 t) mit $p \leq 14$ bar
- 6) Diäthanolamin (DEA) - Generator eines
Entschwefelers
(Reinigung gasförmiger Crackprodukte von Schwefel)
 - Betrieb bei 1,6 bar und 92°C

Untersuchte Schadensarten

- Explosionen
- Brände
- freigesetzte Schadstoffe

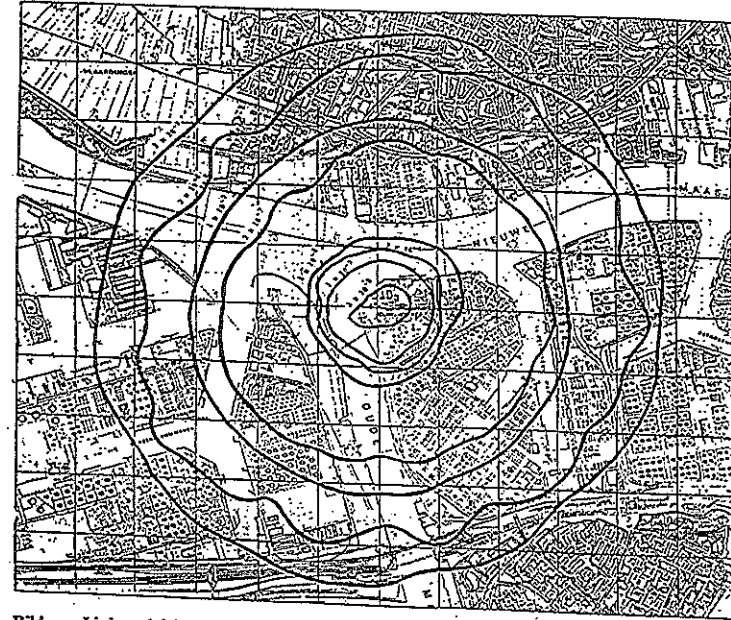


Bild. . Linien gleichen Risikos bei Exposition im Freien für alle Freisetzungsfälle bei der Ammoniaklagerung. Quelle: Risk Analysis of Six Potentially Hazardous Industrial Objects in the Rijnmond Area. S. 561. Copyright © 1982 by D. Reidel Publishing Company, Dordrecht, Holland

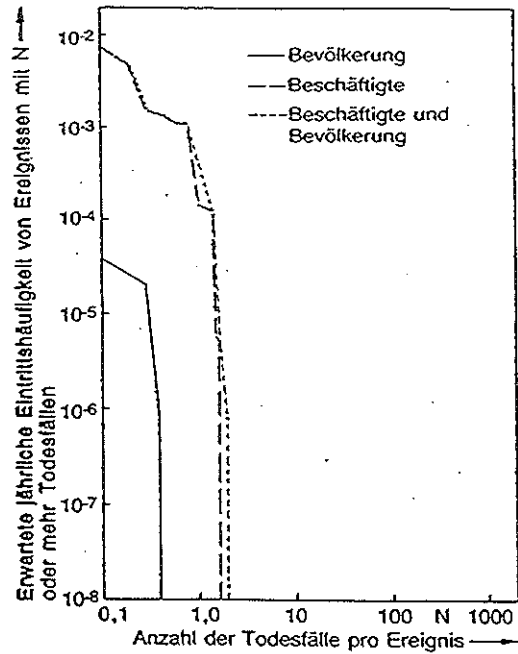


Bild . Komplementäre Häufigkeitsverteilung für Todesfälle aus der Lagerung von Acrylnitril

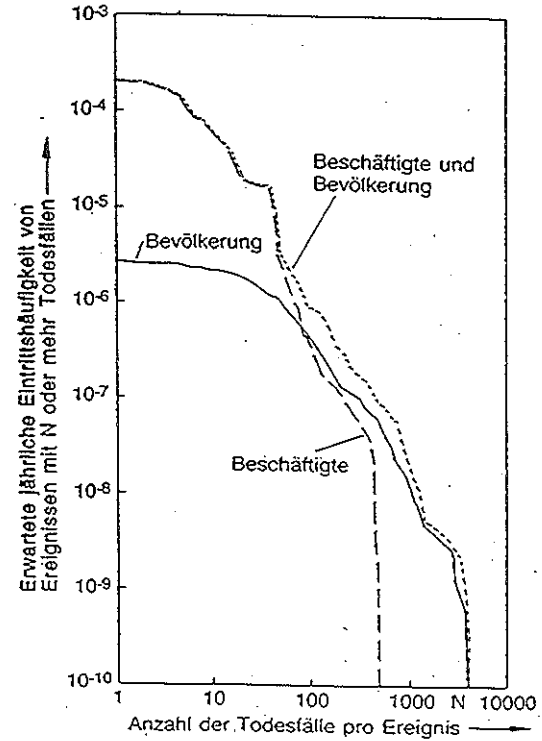


Bild . Komplementäre Häufigkeitsverteilung für Todesfälle aus der Lagerung von Ammoniak

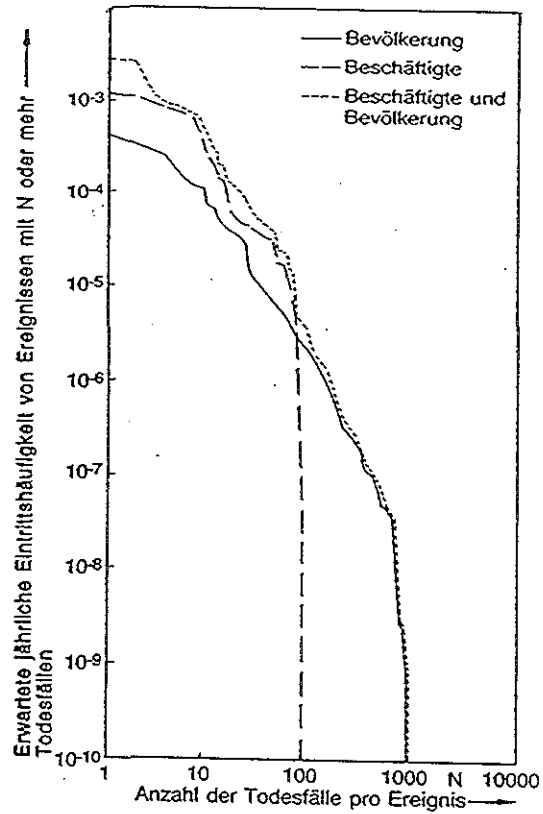


Bild . Komplementäre Häufigkeitsverteilung für Todesfälle aus der Lagerung von Chlor

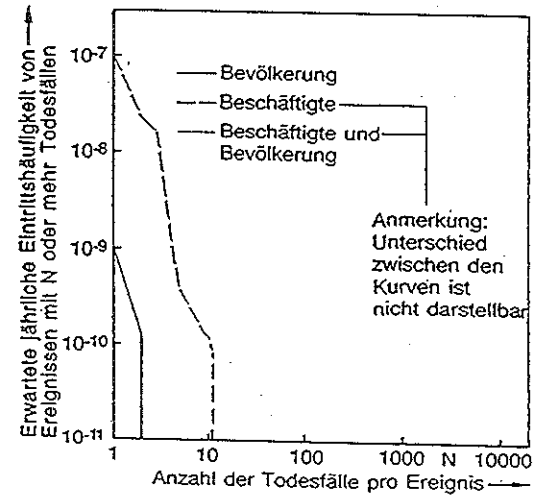


Bild . Komplementäre Häufigkeitsverteilung für Todesfälle verursacht durch die Anlage zur Lagerung und Netzeinspeisung von flüssigem Erdgas

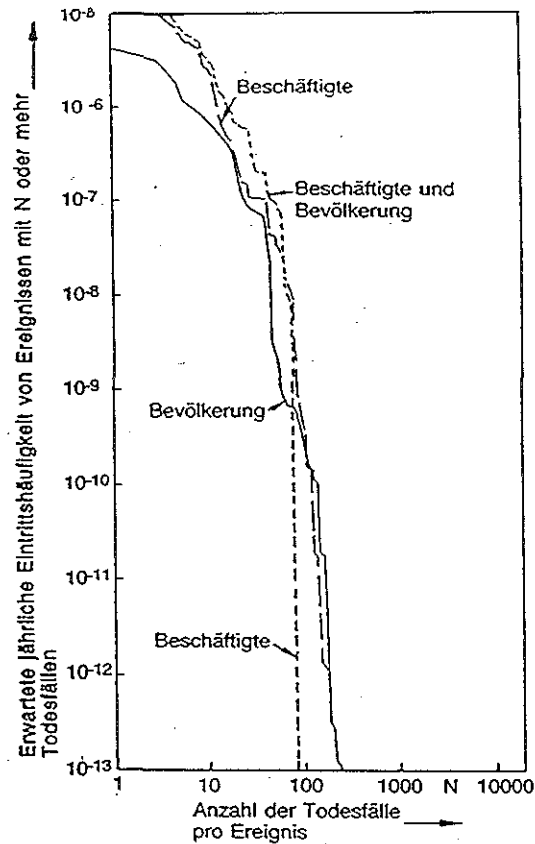


Bild . Komplementäre Häufigkeitsverteilung für Todesfälle verursacht durch den DEA Regenerator der Entschwefelungsanlage

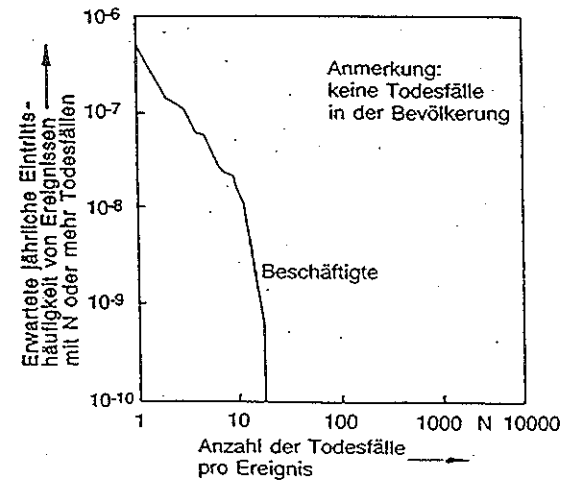


Bild . Komplementäre Häufigkeitsverteilung für Todesfälle verursacht durch die Lagerung von Propylen

Methodik und Ergebnisse von Bewertungen menschlicher Zuverlässigkeit in probabilistischen Sicherheitsanalysen

J. Mertens, B. Reer

Institut für Sicherheitsforschung und Reaktortechnik (ISR)

Forschungszentrum Jülich GmbH

52425 Jülich

1 Einleitung

In der Vergangenheit konnte man bei der technischen Sicherheit häufig nur aus Fehlern lernen. Eine Technik, die sehr schwere Schäden verursachen kann, muß heute anders überprüft werden. Hier werden Sicherheits- und Risikoanalysen eingesetzt, die eine Vorausschau ermöglichen. Denkbare Störfälle werden durchgespielt; es wird untersucht, wie wahrscheinlich sie sind und welche Folgen sie hätten. Auf diese Weise lassen sich Anlagen verbessern, bevor Schäden aufgetreten sind. In der Regel werden technische Anlagen von Betriebsmannschaften bedient. Daher muß neben der technischen auch die menschliche Zuverlässigkeit bewertet werden. Nur bei hohen Qualitätsanforderungen an vorausschauende Analysen sind gesicherte und praktisch nutzbare Ergebnisse zu erwarten.

Diese Qualität hängt unter anderem von der Nutzung relevanter Erkenntnisse aus Psychologie und Ergonomie ab sowie von der Nutzung von Schlußfolgerungen, die aus bereits aufgetretenen Fehlhandlungen gezogen werden, etwa durch Auswertungen von Betriebserfahrungen oder mittels Simulatorversuchen. Bei *richtiger* Nutzung kann dann mit Hilfe der Wahrscheinlichkeitsrechnung *realitätsnah* zwischen relativ wahrscheinlichen und relativ unwahrscheinlichen Schadensmöglichkeiten unterschieden werden. In Abbildung 1 ist das Vorgehen zusammenfassend dargestellt.

Die Analysemethoden und die sogenannten Operateurmodelle werden im Folgenden anhand von Erfahrungen mit Analysen für Kernkraftwerke dargestellt. Auch beispielhafte Ergebnisse stammen aus diesem Bereich. Auf besondere Aspekte bei Analysen in anderen Teilbereichen wird anschließend eingegangen.

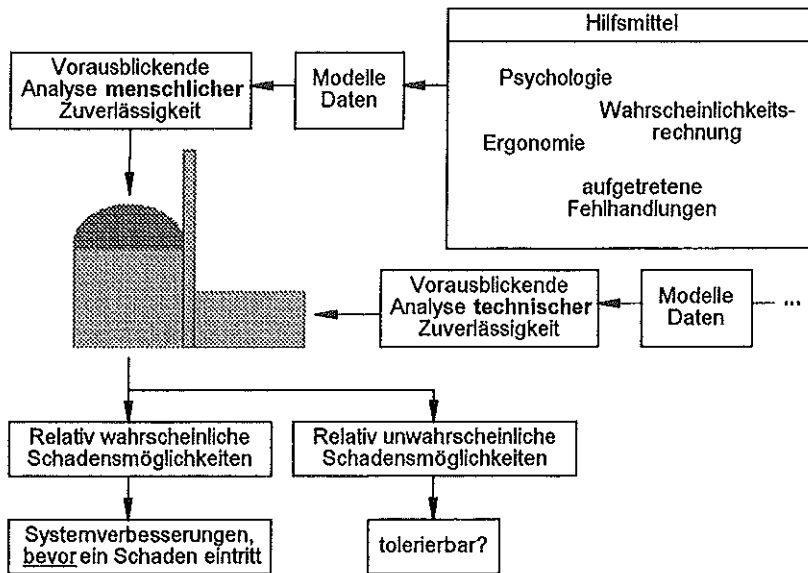


Abb. 1: Interdisziplinäres Vorgehen bei der vorausschauenden Analyse menschlicher Zuverlässigkeit

2 Klassifizierung von Personalhandlungen

Die Analyse menschlicher Zuverlässigkeit im Rahmen einer probabilistischen Sicherheitsanalyse PSA umfaßt nur einen Teilbereich aus dem Gesamtspektrum menschlicher Aktivitäten in einem technischen System, beispielsweise einem Kernkraftwerk, nämlich Handlungen des *Betriebspersonals nach* der Inbetriebnahme des Systems. Für Fehlhandlungen *vor* der Inbetriebnahme (Konstruktion, Installation usw.) wird angenommen, daß sie durch die Zuverlässigkeitskenngrößen technischer Komponenten erfaßt sind, siehe Tabelle 1.

Für die Zeit nach der Inbetriebnahme einer Anlage werden sowohl Tätigkeiten im normalen, störungsfreien Betrieb als auch im Störfall analysiert. Die typischen, für eine PSA interessanten Ergebnisse solcher Tätigkeiten sind in Tabelle 2 aufgelistet.

Mensch-Maschine-Interaktion	Gegenstand der Analyse menschlicher Zuverlässigkeit?
Vor Inbetriebnahme: – Konstruktion – Installation – ...	Nein
Nach Inbetriebnahme: – Planmäßiger Betrieb (einschl. An-/Abfahren und Revision) – Instandsetzung, Wartung, Test, Kalibrierung – Wartentätigkeit (Überwachung, An-/Abfahren) – Störfall – Maßnahmen mit und ohne vorgegebene Prozedur – Maßnahmen innerhalb und außerhalb der Auslegungsgrenzen	Ja, mit Einschränkungen, siehe weitere Tabellen

Tab. 1: Menschliche Aktivitäten vor und nach Inbetriebnahme einer Anlage

Störfall?	Mensch-Maschine-Interaktion		Gegenstand der Analyse menschlicher Zuverlässigkeit ?
	positiv	negativ	
NEIN	Fehlfunktion einer Komponente <u>entdeckt</u>	Fehlfunktion einer Komponente <u>übersehen</u>	JA, mit Einschränkungen gemäß Tab. 3
	getestete / gewartete / reparierte Komponente <u>in ordnungsgemäßem Zustand hinterlassen</u>	Fehlfunktion einer Komponente <u>herbeigeführt</u>	
JA	notwendige Handmaßnahme zur Störfallbeherrschung <u>gelingt</u>	notwendige Handmaßnahme zur Störfallbeherrschung <u>mißlingt</u>	JA, mit Einschränkungen gemäß Tab. 7
	unnötiger und gefährlicher Eingriff in automatisch ablaufende Systemreaktionen zur Störfallbeherrschung <u>unterbleibt</u>	unnötiger und gefährlicher Eingriff <u>erfolgt</u>	SELTEN Bedarf an Methodenentwicklung

Tab. 2: PSA-relevante Ergebnisse menschlicher Tätigkeiten

2.1 Tätigkeiten unter normalen Bedingungen (vor Störfalleintritt)

2.1.1 Latente Fehler, die zur Unverfügbarkeit sicherheitsrelevanter Systeme beitragen

Nicht alle Tätigkeiten bei Abwesenheit eines Störfalles sind Gegenstand der Analyse menschlicher Zuverlässigkeit. Üblicherweise werden nur solche Tätigkeiten analysiert, bei denen Fehler (z. B. fehlerhafte Wartung) auftreten können, die zum Ausfall einer im Fehlerbaum berücksichtigten Komponente führen. Es handelt sich in erster Linie um Fehler bei Instandhaltungsarbeiten. Deren Analyse ist nicht erforderlich, falls durch die Ausfallstatistik der betreffenden Komponente bereits der Beitrag solcher Tätigkeiten wie etwa Wartung, Test oder Reparatur erfaßt ist. Der entsprechende Nachweis ist jedoch nicht immer leicht zu führen, insbesondere wenn

- die zur Tätigkeit gehörende Prozedur, in der Regel eine schriftliche Handlungsanweisung, neu ist,
- die Tätigkeit sehr anlagenspezifisch ist, oder
- das Versagen der betreffenden Komponente sehr selten ist.

Bei einem durch eine Analyse menschlicher Zuverlässigkeit quantifizierten Beitrag zum Versagen einer Fehlerbaumkomponente handelt es sich in der Regel um einen latenten (verborgenen) Fehler (vergl. [Reason 90]; siehe auch Tabelle 3): Ein System oder eine Komponente befindet sich – eventuell über einen längeren Zeitraum hinweg – in einem nicht ordnungsgemäßen Bereitschaftszustand. Tabelle 4 enthält zwei Beispiele für latente Fehler aus der Betriebserfahrung mit nuklearen Anlagen. Im günstigsten Fall (Gundremmingen) wird ein solcher Fehler im Rahmen einer späteren Prüfung oder Kontrolle entdeckt, im ungünstigsten Fall (TMI) erst im Störfall, wenn das betroffene System dringend benötigt wird.

2.1.2 Aktive Fehler, die Störfälle auslösen

Selten befaßt sich die Analyse menschlicher Zuverlässigkeit explizit mit Fehlern, die Störfälle auslösen (Tabelle 3). Tabelle 5 enthält zwei Beispiele aus der nuklearen Betriebserfahrung. Für solche Fehler wird praktisch immer angenommen, daß sie durch die Häufigkeitsstatistiken der störfallauslösenden Ereignisse erfaßt sind. Aufgrund neuerer Erkenntnisse [EPS 1300] zur möglichen Risikorelevanz von Nulllastzuständen (Brennelementwechsel, Revision) gibt es ein zunehmendes Interesse an einer genauen Analyse störfallauslösender Fehler. Bei Nulllastzuständen von Kernkraftwerken ist eine große Zahl von zusätzlichen Handmaßnahmen erforderlich, die im Leistungsbetrieb nicht auftreten.

Neueste amerikanische Untersuchungen belegen, daß die meisten (30 von 39) der bei Null- und Teillast aufgezeichneten Fehler die Auslösung eines Störfalles zur Folge hatten [Barriere 94].

Beeinträchtigung der Anlagensicherheit	Anlagenzustand		
	Nullast, Revision	Teillast, An-/Abfahren	Leistungsbetrieb
Latenter Fehler (nach Wartung, Reparatur, Test oder Kalibrierung oder Wartentätigkeit): Komponente / System unentdeckt unverfügbar	Durch Analyse menschlicher Zuverlässigkeit erfaßt, für die relevanten Fehlerbaumeingänge		
Aktiver Fehler (bei Wartung, Reparatur, Test oder Kalibrierung oder Wartentätigkeit): Störfall wird ausgelöst	Nicht durch AMZ erfaßt bis auf wenige Ausnahmen, z. B. [EPS 1300]	Nicht durch AMZ erfaßt bis auf wenige Ausnahmen	

Tab. 3: Durch die Analyse menschlicher Zuverlässigkeit (AMZ) erfaßte Fehler, aufgeschlüsselt nach Anlagenzustand und Beeinträchtigung der Anlagensicherheit

Fehler	Beeinträchtigung der Anlagensicherheit
KKW Gundremmingen, 1975 [BMI 77]: Erstabsperrenteil während Justierarbeiten geschlossen und nicht wieder geöffnet	Meßkanalgruppe für Differenzdruck unverfügbar
KKW TMI-2 (Harrisburg), 1979 [Kemeny 79]: Blockventile während Wartung geschlossen und nicht wieder geöffnet	Notspeisewassersystem unverfügbar

Tab. 4: Beispiele für durch das Betriebspersonal verursachte latente Fehler

Fehler	Beeinträchtigung der Anlagensicherheit
KKW Obrigheim, 1972 [IRS 72]: Beim Spülen des Druckhalter-Abblasetanks Entwässerungsarmatur versehentlich geöffnet	Kühlmittelverlust
KKW Neckarwestheim, 1975 [Smidt 79]: Beim Anfahren Deionateinspeisung zu spät beendet	unbeabsichtigte Kritikalität

Tab. 5: Beispiele für störfallauslösende (aktive) Fehler des Betriebspersonals

2.2 Tätigkeiten im Störfall

2.2.1 Notwendige und unnötige Handmaßnahmen

Die Analyse menschlicher Zuverlässigkeit von Tätigkeiten im Störfall beschränkt sich in der Regel auf notwendige Handmaßnahmen zur Störfallbeherrschung. In Ausnahmefällen werden auch unnötige und gefährliche Eingriffe in automatisch ablaufenden Systemreaktionen unter-

sucht, siehe Tabelle 2. Auswertungen von Betriebserfahrungen weisen für unnötige und ungeeignete Aktionen einen Beitrag von 22 % aus; siehe Abb. 2. Vor diesem Hintergrund wird für französische Kernkraftwerke auch das irrtümliche Abschalten von Sicherheitssystemen analysiert [EPS 900], [EPS 1300]. Solche Aktionen werden in der PSA-Literatur auch als ungeeignete Initiativen (»unsuitable initiatives«, [EPS 900]), oder fremdartige Handlungen (»extraneous acts«, [Swain 83]) bezeichnet. Unnötige Aktionen können sowohl einen positiven als auch einen negativen Einfluß auf den Verlauf eines Störfalls haben. Es kann also nicht von vornherein gesagt werden, ob das Risiko unter- oder überschätzt wird, wenn eine PSA solche Aktionen vernachlässigt.

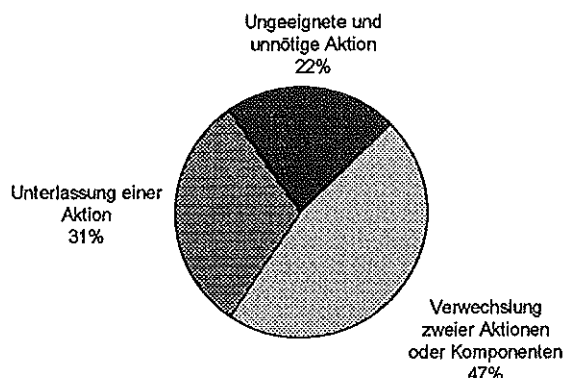


Abb. 2: Anteile verschiedener Arten menschlicher Fehler bei 51 Vorkommnissen in Kernkraftwerken [Ghertman 85]

2.2.2 Flüchtigkeitsfehler, Irrtümer und Zuwiderhandlungen

Zum Versagen einer im Störfall angeforderten Handmaßnahme können verschiedene Fehlertypen beitragen. In der modernen psychologischen Fehlerforschung hat sich die Fehlertypklassifizierung von [Reason 90] durchgesetzt, die wesentliche Elemente der Einteilung kognitiven Verhaltens von [Rasmussen 79] in die Ebenen fertigkeitsbasiert (abgespeicherte Muster von im Gedächtnis vorprogrammierten Instruktionen werden abgerufen), regelbasiert (bekannte Probleme werden mit Hilfe von WENN-DANN-Regeln angegangen) und wissensbasiert (neuartige Probleme werden durch analytisches Vorgehen angegangen) nutzt. Diese Klassifizierung bildet in den USA die Grundlage für die Einordnung menschlicher Fehlertypen bei Vorkommnissen in Kernkraftwerken (vgl. [Barriere 94]).

Reason unterscheidet zwei Hauptgruppen von Fehlern:

- A. Falsche Ausführung eines Plans wegen Aufmerksamkeitsfehler (z. B. etwas übersehen) oder Gedächtnisfehler (z. B. etwas vergessen): Fehlertypen 1 und 2 in Tabelle 7. Diese Fehler werden unter dem Oberbegriff „fertigungsorientierte Fehler“ zusammengefaßt; dies entspricht in etwa dem Begriff „Flüchtigkeitsfehler“ oder „Versehen“ im alltäglichen Sprachgebrauch.
- B. Irrtümliche oder absichtliche Entscheidung für einen falschen Plan: Fehlertypen 3 bis 7 in Tabelle 7.

Tabelle 7 deutet an, daß die derzeitigen Methoden zur Analyse menschlicher Zuverlässigkeit Schwachstellen bei der Berücksichtigung von Entscheidungen für falsche Pläne aufweisen. Irrtümliche Fehlentscheidungen sind häufig nur auf der regelbasierten Ebene quantifizierbar, d. h. als Fehler bei der Anwendung von WENN-DANN-Regeln: Wenn Systemzustand ZX, dann Plan PY [Reason 90].

Wissensbasierte Irrtümer, beispielsweise selektive auf ein irreführendes Signal gerichtete Wahrnehmung, sind in neuartigen Situationen zu erwarten, wenn begrenzte Hilfsmittel zusammen mit Wissensdefiziten zur Problemlösung vorliegen [Reason 90]. Alle Verfahren zur Analyse menschlicher Zuverlässigkeit weisen Defizite bei der Quantifizierung solcher Irrtümer auf. Es werden die Realität stark vereinfachende Modelle verwendet (z. B. das Diagnosemodell in [Swain 83]).

Die Grenze zu regelbasierten Irrtümern ist jedoch fließend. Auch bei der Anwendung verfügbarer WENN-DANN-Regeln ist häufig wissensbasiertes Verhalten erforderlich, beispielsweise wenn der Systemzustand aus mehreren miteinander wechselwirkenden Prozeßparametern bestimmt werden muß. Nach Auswertungen in französischen Kernkraftwerken beinhaltet selbst das Anwenden einer schriftlichen Prozedur wissensbasierte Verhaltenselemente: »The operator does not apply the procedure mechanically. ...Every time an operator reads a procedure he necessarily interprets or 're-thinks' it.« [Mosneron 92]

Absichtliche Fehlentscheidungen (Zuwiderhandlungen) bilden eine Sonderkategorie. Eine Zuwiderhandlung vom Typ 5 oder 6 (Tabelle 7) ist nicht zwangsläufig ein Fehler in dem Sinne, daß das vom Operateur angestrebte Ziel nicht erreicht wird, sondern eine Abweichung von den durch Konstrukteure, Manager und Behörden festgelegten Praktiken zur Gewährleistung der Anlagensicherheit [Reason 90].

Der Operateur riskiert also bei einer sicherheitswidrigen Abweichung von solch vorgeschriebenen Praktiken, daß ein unerwünschter Systemzustand mit erhöhter Wahrscheinlichkeit eintritt. Routinemäßig auftretende Zuwiderhandlungen, wie z. B. das erst nachträgliche Ausfüllen einer Checkliste, werden prinzipiell durch die übliche Analyse menschlicher Zuverlässigkeit erfaßt (z. B. [Swain 83], Tabelle 20-6). Defizite gibt es jedoch bei der Quantifizierung von Zuwiderhandlungen in Ausnahmesituationen, wie z. B. im Störfall. Einige Methoden ([Hall 82],

[Moieni 94]) berücksichtigen solche Handlungstendenzen pauschal mit Hilfe eines sogenannten Abneigungsfaktors (»reluctance factor«), um den die Fehlerwahrscheinlichkeit einer Handmaßnahme erhöht wird, die mit wirtschaftlichen Verlusten verbunden ist (z. B. Druckentlastung des Primärkreislaufs nach Ausfall der Dampferzeuger-Bespeisung, was wegen der radioaktiven Kontamination von Anlagenteilen einen längeren Stillstand zur Folge hat).

Sabotageabsicht ist kein Gegenstand der hier beschriebenen Analysemethoden. Es wird immer von einem gutwilligen Operateur ausgegangen, der versucht (sei es durch einen falschen oder richtigen Plan), Schaden vom System abzuwenden.

Fehlertypen nach [Reason 90], die zum Versagen einer Handmaßnahme beitragen können		Explizit bei der Analyse menschlicher Zuverlässigkeit berücksichtigt?
Handlung wird <i>nicht so ausgeführt wie geplant</i> (fertigkeitsbasierter Fehler)	(1) Aufmerksamkeitsfehler	Prinzipiell ja, punktuelle Defizite *3)
	(2) Gedächtnisfehler	
Handlung wird so ausgeführt wie geplant, <i>Plan ist irrtümlich falsch</i> *1)	(3) Regelbasierter Irrtum	Ansatzweise ja, stark vereinfachende Modelle mit häufig geschätzten Eingangsparametern *3)
	(4) Wissensbasierter Irrtum	
Handlung wird so ausgeführt wie geplant, <i>Plan ist absichtlich falsch</i> *2) (Zuwiderhandlung)	(5) Routinemäßige (häufig auftretende) Zuwiderhandlung	Prinzipiell ja, punktuelle Defizite *3)
	(6) Selten auftretende Zuwiderhandlung	Ansatzweise ja, stark vereinfachende Modelle mit häufig geschätzten Eingangsparametern *3)
	(7) Sabotagehandlung	Nein

*1) Ungeeignet zur Erreichung des vom Operateur angestrebten Ziels

*2) Von der Vorschrift abweichend

*3) Die Einschätzungen zur Berücksichtigung dieser Fehlertypen sind vage, weil Abgrenzungen – z. B. zwischen (4) und (2) – nicht immer sehr scharf sind.

Tab. 7: Bei der Analyse menschlicher Zuverlässigkeit berücksichtigte Fehlertypen

In Tabelle 7 ist das derzeitige Qualitätsniveau bei der Analyse menschlicher Zuverlässigkeit im Hinblick auf die explizite Berücksichtigung menschlicher Fehlertypen zusammengefaßt. Dies gilt für Analysen technischer Systeme generell und nicht nur bei Kernkraftwerken. Aus den Defiziten bei der Berücksichtigung von Entscheidungsfehlern bei der Maßnahmenplanung folgt

nicht zwangsläufig, daß das derzeitige Vorgehen bei solchen Analysen zu unrealistischen Ergebnissen führt. Nicht jede Verfolgung eines falschen Plans kann als Irrtum oder Zuwiderhandlung eingestuft werden. Auch fertigkeitsbasierte Fehler (z. B. etwas übersehen oder nicht bedenken) können die Ursache dafür sein, daß ein Operateur einen falschen Plan verfolgt. Ein gewisser Anteil von Entscheidungsfehlern ist also explizit durch Wahrscheinlichkeiten für fertigkeitsbasierte und regelbasierte Fehler quantifizierbar.

Darüber hinaus ist nicht auszuschließen, daß die bei Analyse menschlicher Zuverlässigkeit verwendeten Fehlerwahrscheinlichkeiten auch Beiträge implizit berücksichtigen, die über das regelbasierte Niveau hinausgehen. Ein gewisser Anteil der Fehler, aus denen eine Fehlerwahrscheinlichkeit berechnet wurde, könnte z. B. auf wissensbasierte Irrtümer (wie z. B. zu großes Vertrauen in eine zuerst wahrgenommene, aber irreführende Information) zurückgehen.

2.2.3 Handmaßnahmen mit und ohne Prozedurvorgabe

Nicht jede Handmaßnahme, mit der sich ein Störfallablauf beherrschen läßt, ist durch eine schriftliche Anweisung vorgegeben. Bei Maßnahmen ohne Prozedurvorgaben handelt es sich im wesentlichen um Reparaturen (im weitesten Sinne) ausgefallener Komponenten. Der spezifische Verlauf einer Reparatur hängt von der Ausfallursache der betreffenden Komponente ab, in einem Fall ist nur eine Sicherung auszutauschen oder ein Schalterknopf (z. B. Handstart bei Versagen der Startautomatik) zu drücken, in einem anderen ist der komplette Austausch der Komponente erforderlich. Da oftmals zahlreiche – und zum Teil unbekannte – Ausfallursachen in Frage kommen, sind *konkrete* Reparaturaktionen selten in Prozeduren festgehalten und werden daher auch in Risikostudien nicht *explizit* berücksichtigt. Einige Risikostudien ([KFA 81], [KFA 84]) für Anlagen, bei denen im Störfall viel Zeit (über etwa 5 h) für die Reparatur einer ausgefallenen Komponente zur Verfügung steht, berücksichtigen Reparaturen explizit. Die Schätzung der Fehlerwahrscheinlichkeit erfolgt durch Auswertung einer Reparaturstatistik, in der die benötigten Reparaturzeiten für bislang an der betreffenden Komponente aufgetretene Ausfälle dokumentiert sind. Methodische Hinweise zur Auswertung und kritische Anmerkungen zur Aussagekraft solcher Statistiken können in [Reer 94a] nachgelesen werden.

Der Umfang der Berücksichtigung von Handmaßnahmen, die durch Prozeduren beschrieben sind, hängt von dem in der betreffenden PSA definierten Analyseumfang ab. Ein wesentliches Kriterium bildet dabei die Frage, bis zu welchem Grad der Auslegungsüberschreitung („Störfallschwere“) noch korrigierende Eingriffe des Betriebspersonals untersucht werden; hierauf wird im folgenden Abschnitt eingegangen.

2.2.4 Handmaßnahmen innerhalb und außerhalb der Auslegung

Handmaßnahmen zur Störfallbeherrschung bei Kernkraftwerken werden in Deutschland in zwei Gruppen (vgl. [Roth-Seefried 89], [DRS-B]) eingeteilt:

1. Maßnahmen im Rahmen der auslegungsgemäßen Störfallbeherrschung, z. B. Inbetriebnahme des Notstandssystems nach Ausfall von Haupt- und Notbespeisung der Dampferzeuger, um die Nachzerfallswärme aus dem Reaktorkern abzuführen
2. Notfallmaßnahmen außerhalb der auslegungsgemäßen Störfallbeherrschung, z. B. Dampferzeuger-Bespeisung durch eine mobile Feuerlöschpumpe nach Ausfall von Hauptspeise-, Notspeise- und Notstandssystem.

Die erste Gruppe steht im Zusammenhang mit den im Rahmen des Genehmigungsverfahrens *eingepplanten* Betriebs- und Sicherheitssystemen zur Störfallbeherrschung. Deshalb wird in diesem Zusammenhang auch der Begriff „geplante Handlungen“ verwendet. Diese Handlungen sind größtenteils im Betriebshandbuch (BHB) beschrieben. Es gibt jedoch auch Handlungen im Rahmen der auslegungsgemäßen Störfallbeherrschung, die nicht im BHB stehen, z. B. Handstart eines Systems bei Versagen der Startautomatik.

Oftmals sind selbst bei Versagen der auslegungsgemäßen Systemfunktionen noch Sicherheitsreserven vorhanden. In diesen Fällen kann der Störfall noch durch Notfallmaßnahmen beherrscht werden, obwohl nach Auslegungsmaßstäben bereits der im Rahmen der Genehmigung *nicht eingepplante Unfall* vorliegt. Aus diesem Grund werden in diesem Zusammenhang auch die Begriffe „ungeplante Handlungen“ und „Accident Management“ verwendet. Die Handlungsabläufe sind – sofern detailliert vorgebar – im Notfallhandbuch beschrieben. Im internationalen Sprachgebrauch werden solche Handlungen unter dem Oberbegriff „recovery“ (»... all human interaction that are not initially integrated into plant logic models«) geführt [Wakefield 92].

Obwohl Notfallmaßnahmen nicht in den Rahmen der auslegungsgemäßen Störfallbeherrschung fallen, finden in letzter Zeit Überlegungen statt, die Diagnose solcher Maßnahmen in das Trainingsprogramm der regelmäßigen Simulatorschulung aufzunehmen [Hoffmann 89]. Nach [Swain 83] hängt die zuverlässige Diagnose (d. h. das rechtzeitige Erkennen der Notwendigkeit einer Notfallmaßnahme) von solchen Schulungen ab. Die in vielen Kernkraftwerken neuerdings durchgeführten Notfallübungen ([Hansmann 89], [Gautschi 89]) haben einen indirekten Einfluß auf die Diagnosezuverlässigkeit: Durch die Übung der erforderlichen Handmaßnahmen reduziert sich deren Zeitbedarf; damit steht mehr Zeit für die Diagnose zur Verfügung, und die Operateure können unter geringem Zeitdruck den Systemzustand analysieren. Bei der Analyse menschlicher Zuverlässigkeit ist also die Kenntnis des Ausbildungsstandes in der untersuchten Anlage von großer Bedeutung.

Die Frage, inwieweit solche Notfallmaßnahmen berücksichtigt wurden, hängt von der Zielsetzung der Studie ab. In vielen Studien (z. B. [EPS 1300]) wird außerdem nicht (so wie in Deutschland) zwischen Notfallmaßnahmen und Maßnahmen im Rahmen der auslegungsgemäßen Störfallbeherrschung unterschieden. Eine diesbezügliche Beurteilung solcher Studien erfordert daher die Feststellung, im welchem Ausmaß Störfallabläufe, bei denen noch Handmaßnahmen des Personals zur Störfallbeherrschung berücksichtigt wurden, den Rahmen der Auslegungstörfälle überschritten haben.

3 Grundsätzliches Vorgehen bei der Analyse menschlicher Zuverlässigkeit

Tabelle 8 skizziert die grundsätzliche Vorgehensweise, die im amerikanischen PRA-Leitfaden [PRA-PG] für die Analyse menschlicher Zuverlässigkeit empfohlen wird. Der eigentliche Analyseablauf umfaßt 10 Schritte, die sehr stark auf die im Swain-Handbuch ([Swain 80], [Swain 83]) beschriebene Methode THERP (Technique of Human Error Rate Prediction) zugeschnitten sind.

Schritt	Analyseniveau	
	Fehleridentifizierung	Fehlerquantifizierung
1) Besichtigung der Anlage	X	
2) Durchsicht der Fehlerbäume	X	
3) Erörterung der Prozedurschritte der zu analysierenden Maßnahme(n)	X	
4) Aufgabenanalyse	X	X
5) Ereignisbaum-Modellierung der Fehler		X
6) Bestimmung der Basis-Fehlerwahrscheinlichkeiten (BHEPs)		X
7) Berücksichtigung von Einflußfaktoren (PSFs)		X
8) Untersuchung von Abhängigkeiten		X
9) Berechnung der Gesamt-Fehlerwahrscheinlichkeiten		X
10) Berücksichtigung von Korrekturmechanismen für die dominanten Fehlerpfade („cut sets“)		X

Tab. 8: Grobe Unterteilung der im PRA-Leitfaden [PRA-PG] für die Analyse menschlicher Zuverlässigkeit empfohlenen Schritte

Die hier gewählte Unterteilung unterstreicht die zentrale Bedeutung der Aufgabenanalyse zur Bewertung menschlicher Zuverlässigkeit. Sie beinhaltet [PRA-PG] das Zerlegen in Teilaufgaben (Teilhandlungen) und das Erkennen sicherheitsrelevanter Fehlermöglichkeiten.

Der mit Aufgabenanalyse bezeichnete Schritt 4 ist eng mit den übrigen Schritten verknüpft. Eine Aufgabenanalyse beruht auf der Besichtigung der Anlage, der Durchsicht von im Rahmen der Fehlerbaumanalysen identifizierten Fehlhandlungen und dem Durchsprechen der Prozedurschritte der zu analysierenden Handmaßnahme zusammen mit den zuständigen Operateuren. Die wichtigsten der dabei zu erfassenden Faktoren sind in [DRS-B] zusammengestellt.

- » – Aufgabenstellung,
 - d. h. eine Kurzbeschreibung der vom Personal zu erfüllenden Aufgaben,
- Ort,
 - d. h. die Angabe des Ortes, an dem die Maßnahme durchgeführt wird,
- Zeitpunkt nach Störfalleintritt,
 - d. h. der Zeitpunkt, zu dem die Maßnahme spätestens eingeleitet werden muß,
- Dauer der Maßnahme,
 - d. h. die Zeitdauer, die für die Durchführung der Maßnahme durchschnittlich benötigt wird,
- schriftliche Anweisungen oder Hilfen,
 - d. h. die Angabe, ob und gegebenenfalls welche schriftlichen Anweisungen oder Arbeitsunterlagen für die Durchführung der Maßnahmen für das Personal verfügbar sind,
- Erkennungsmöglichkeit für die Notwendigkeit der Handmaßnahmen,
 - d. h. welche Informationsmittel das Personal auf die Notwendigkeit der Durchführung der Maßnahme hinweisen (es werden nur die wesentlichen Informationsquellen erfaßt),
- Ersatz für automatische Maßnahme,
 - d. h. die Angabe, ob die beschriebene Maßnahme bei Ausbleiben einer sonst automatisch ausgelösten Aktion erfolgen muß,
- Ursache,
 - d. h. Angabe der Gründe, die Maßnahme erfordern,
- Rückmeldung der Aktion,
 - d. h. Angabe, welche Informationsmittel dem Personal eine Rückmeldung der erfolgreichen Aufgabenerfüllung vermitteln,
- Bezug zu anderen Handlungen,
 - d. h. Informationen über funktionelle Zusammenhänge mit anderen Handlungen. «

Damit erhält man wichtige Informationen für eine realitätsnahe Quantifizierung in den Schritten 5 bis 10 (Tabelle 8), z. B.

- funktionale Zusammenhänge zwischen Teilhandlungen für eine realitätsnahe Modellierung im Schritt 5 oder
- die Aufgabendurchführung erschwerende bzw. erleichternde Bedingungen für eine realitätsnahe Anpassung von Basisfehlerwahrscheinlichkeiten an die Verhältnisse in der zu untersuchenden Anlage (Schritt 7).

Die Auswertung individueller Operateurleistungen ist *kein* Gegenstand einer Aufgabenanalyse.

4 Auffinden sicherheitsrelevanter Fehlermöglichkeiten

Zum Auffinden sicherheitsrelevanter Fehlermöglichkeiten, die zum Versagen einer Handmaßnahme beitragen, kann im Prinzip auf die in [Madjar 93], [ESCIS 86] und [Whalley 89] zusammengefaßten Methoden der Gefahrensuche und Fehleridentifizierung zurückgegriffen werden. Bei der Analyse menschlicher Zuverlässigkeit im Rahmen einer PSA wird in der Regel induktiv (vorausblickend) und deduktiv (zurückblickend) nach Fehlern gesucht. Dabei wird kein starres Schema vorgegeben (»no hard-and-fast-rules« [Swain 83]). Das Auffinden sicherheitsrelevanter Fehlermöglichkeiten beruht im wesentlichen auf dem analytischen Sachverstand des Analysedurchführers. Es handelt sich also um eine im hohem Maße wissensbasierte Tätigkeit.

Wichtige Vorinformationen zu sicherheitsrelevanten Operateurfehlern liefert das deduktive Vorgehen der Fehlerbaumanalyse. Die systematische Suche nach Versagensursachen einer Systemfunktion ermöglicht das Auffinden menschlicher Fehler, die mit diesen Versagensursachen zusammenhängen; siehe Abb. 3.

Die Durchsicht vorliegender Fehlerbäume (Schritt 2 in Tabelle 8) reicht in der Regel nicht aus, um einen hohen Grad der Vollständigkeit bei der Fehleridentifizierung zu gewährleisten. Deshalb werden bei der Analyse die einzelnen Aufgaben, in die man die Handmaßnahme zerlegt hat, im Zusammenhang mit Mensch-Maschine-Wechselwirkungen betrachtet. In [Swain 83] wird hierzu der Mensch in die Komponenten Wahrnehmen, Nachdenken und Reagieren zerlegt; siehe Abb. 4. Dabei ist der Mensch einerseits äußeren Einwirkungen *ausgesetzt*, kann aber auch andererseits auf die äußere Umgebung *einwirken*. Zur Identifizierung von Fehlern, die bei diesen Wechselwirkungen auftreten können, haben Swain und Guttman eine Reihe von Faktoren aufgelistet, mit denen sich diese fünf Komponenten (externer Input, Wahrnehmen, Nachdenken, Reagieren, menschlicher Output) charakterisieren lassen.

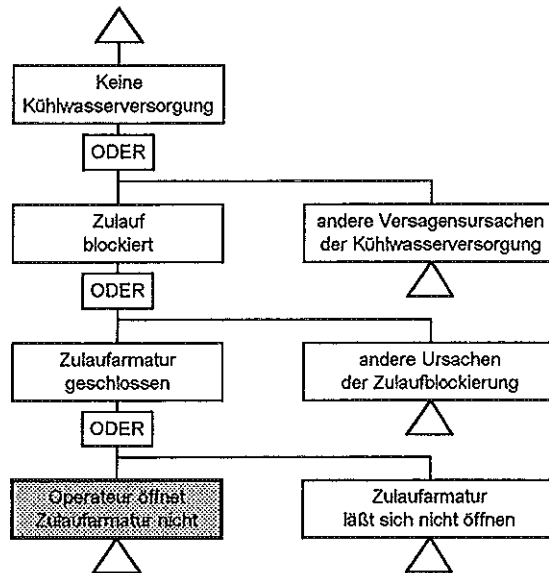


Abb. 3: Deduktives Vorgehen bei der Identifizierung von Operateurfehlern, die Systemausfälle mitverursachen

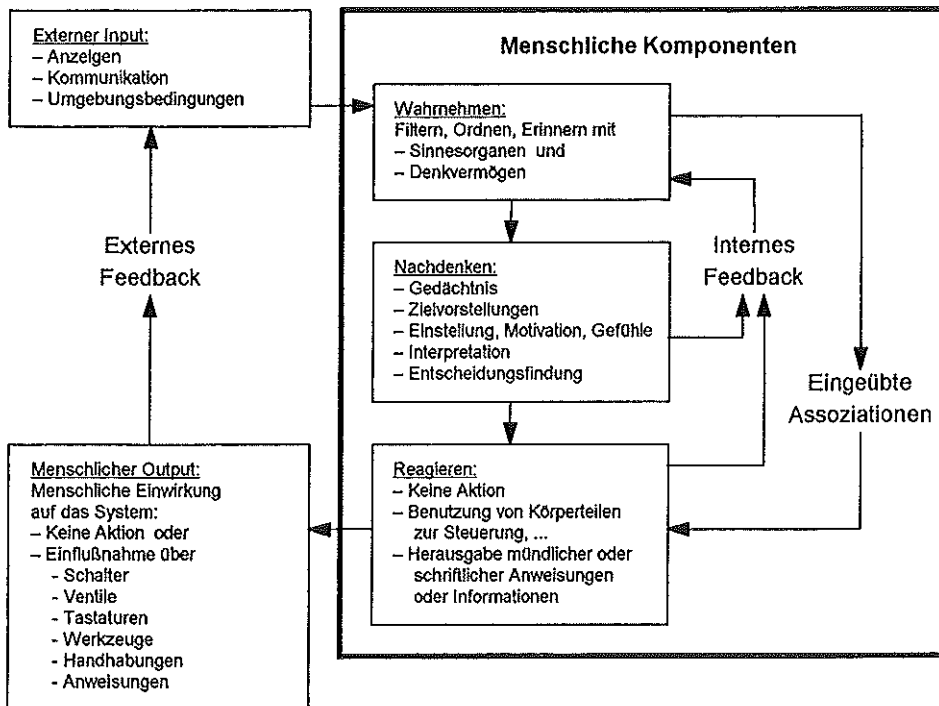


Abb. 4: Vereinfachtes Modell für die Einbindung menschlicher Komponenten in ein Mensch-Maschine-System nach [Swain 83] (vereinfacht)

Fehlerhafte Ergebnisse menschlichen Handelns (»incorrect human outputs«) – also die äußerlich beobachtbaren Aspekte menschlichen Fehlverhaltens – werden im Swain-Handbuch in die Gruppen Unterlassungsfehler und falsche Aufgabendurchführung unterteilt. Die Unterkategorien (Tabelle 9) dieser Hauptgruppen eignen sich als Hilfsmittel für eine induktive Fehleridentifizierung; beispielsweise:

- Kategorie „zuviel“: Was passiert, wenn ein zu hoher Abfahrgradient eingestellt wird?
- Kategorie „zu wenig“: Was passiert, wenn weniger als vier Dampferzeuger druckentlastet werden?
- Kategorie „zu früh“: Was passiert, wenn die Dampferzeuger zu früh druckentlastet werden?

Deduktive (bei der Fehlerbaumerstellung, siehe Abb. 3) und induktive (Überprüfung möglicher Abweichungen von der richtigen Durchführung einer Aufgabe anhand der in Tabelle 9 aufgelisteten Fehlerkategorien) Analysen gewährleisten also eine weitgehend vollständige Identifizierung von Fehlern, die als offensichtliche (prinzipiell beobachtbare) menschliche Verhaltensweisen auf das System einwirken. Darüber hinaus liefert das in Abb. 4 skizzierte Mensch-Maschine-Modell auch eine Hilfestellung zur Identifizierung von Faktoren, die zur Verursachung solcher Fehler beitragen. Die Kenntnis dieser Faktoren spielt eine Rolle bei der Fehlerquantifizierung, insbesondere bei der Auswahl von Basisfehlerwahrscheinlichkeiten (BHEPs) und der Identifizierung von Einflußfaktoren (PSFs), die erhöhend oder verringend auf diese BHEPs einwirken, siehe Schritte 6 und 7 in Tabelle 8.

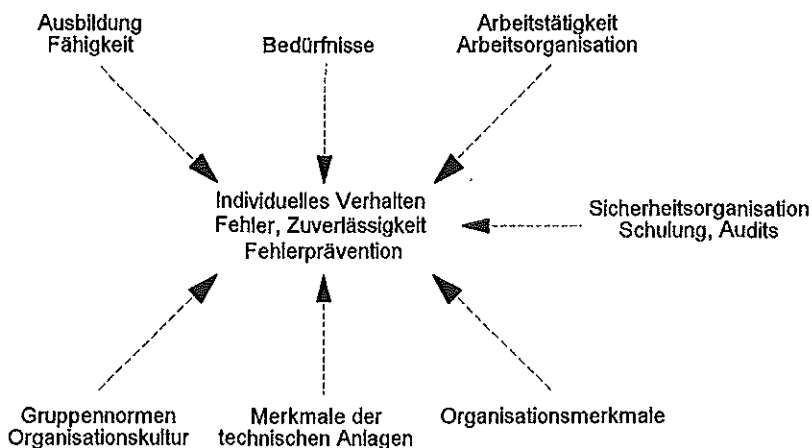
Neuere Modellvorstellungen sehen Mensch-Maschine-Wechselwirkungen in einem größeren Zusammenhang, siehe Abb. 5. Neben technischen Merkmalen werden u. a. auch Organisationsmerkmale berücksichtigt. Im Rahmen separater Forschungsvorhaben sollte deshalb untersucht werden, inwieweit diese erweiterten Modelle zu *neuen* Erkenntnissen bei Fehleridentifizierung führen und inwieweit diese Erkenntnisse zu quantitativen Fehlerangaben führen.

Bei der Identifizierung möglicher Verhaltensweisen sollten auch juristische Aspekte beachtet werden. Beispielsweise könnten Operateure dazu neigen, ausschließlich vorgesehene Aktionen durchzuführen, um keinesfalls etwas Unerlaubtes zu tun und so vor juristisch relevanten Schuldzuweisungen sicher zu sein. Dadurch sind unter Umständen ihre Handlungsmöglichkeiten bei der Störfallbeherrschung eingeschränkt.

- Unterlassungsfehler
 - Unterlassung der ganzen Aufgabe
 - Unterlassung eines Schritts innerhalb der Aufgabe
- Fehler bei der Aufgabendurchführung
 - Falschen Schalter betätigt
 - Schalter falsch positioniert
 - Weitergabe eines falschen Befehls oder einer falschen Information
 - Falsche Reihenfolge
 - Zu früh
 - Zu spät
 - Zu viel
 - Zu wenig

Kategorien fehlerhafter Ergebnisse menschlichen Handelns („incorrect human outputs“):
 Ein solches Ergebnis kann das Ergebnis anderer menschlicher Fehler sein: Falsche Interpretation von Signalen, Ablesefehler, Druckfehler in einer Prozedur etc. Bei der Analyse menschlicher Zuverlässigkeit sind sowohl die fehlerhaften Ergebnisse menschlicher Tätigkeiten als auch die Fehler, die zu diesen Ergebnissen führen können, zu untersuchen. (Übersetzt aus [Swain 83])

Tab. 9: Kategorien fehlerhafter Ergebnisse menschlichen Handelns



(nach [Grote 93])

Abb. 5: Überblick über Faktoren, die individuelles Verhalten beeinflussen

5 Abschätzung von Fehlerwahrscheinlichkeiten: Die Methodenvielfalt im Überblick

Probabilistische Verfahren zur quantitativen Analyse menschlicher Zuverlässigkeit geben dem Analysedurchführer Hinweise zur Abschätzung der Versagenswahrscheinlichkeit einer Handlungsmaßnahme oder der Wahrscheinlichkeit einer als sicherheitsrelevant erkannten Fehlermöglichkeit des Personals.

Mittlerweile existiert eine Vielzahl von mehr oder weniger brauchbaren Quantifizierungsverfahren. PSA-orientierte Beurteilungen einzelner Quantifizierungsverfahren können beispielsweise in [Swain 89] oder [Kosmowski 94] nachgelesen werden. Beurteilungen aus psychologischer Sicht sind in [Reason 90] und [Zimolong 90] zu finden.

Im Folgenden sollen zwei Methoden näher vorgestellt werden, weil sie häufig in Risikostudien verwendet wurden (THERP), oder weil sie Fortschritte bei der Quantifizierung von nicht-trivialen Operateur-Entscheidungen versprechen (EdF-Methode).

5.1 Eine Standardmethode: THERP

Nach dem Erscheinen der vorläufigen Fassung [Swain 80] erschien im Jahr 1983 die Endfassung des Swain-Handbuchs [Swain 83] zur Analyse menschlicher Zuverlässigkeit. Die Handbücher dokumentieren einen Entwicklungsstand, der Anfang der Sechziger Jahre unter der Bezeichnung „Technique of Human Error Rate Prediction“ (THERP) seinen Anfang nahm.

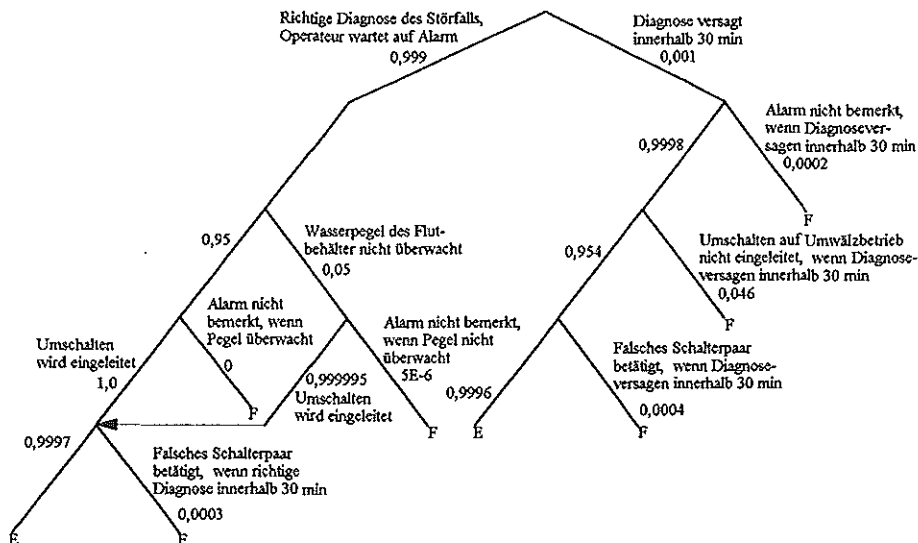
Eine Analyse menschlicher Zuverlässigkeit mit der im Swain-Handbuch beschriebenen THERP-Version ist vergleichsweise aufwendig. Im amerikanischen PRA-Leitfaden [PRA-PG] wird dieser Aufwand mit ca. zwei bis drei Mann-Monaten pro KKW-PSA beziffert (nach den Erfahrungen der Autoren ist dieser Aufwand eher zu niedrig als zu hoch angesetzt). Aus diesem Grund hat Swain unter dem Titel „Accident Sequence Evaluation Program“ (ASEP) eine Kurzversion von THERP veröffentlicht [Swain 87]. ASEP erlaubt eine zeitsparende Grobabschätzung (»screening«), die meistens zu pessimistischen Ergebnissen führt.

5.1.1 Fehlermodell

Beschreibung

Die Boole'sche Algebra ist das Hauptfehlermodell der Methode THERP. Zur Berechnung der (zunächst unbekannten) Fehlerwahrscheinlichkeit einer Aufgabe des Personals wird das Prinzip der Handlungs- oder Aufgabenzerlegung angewendet. Es wird unterstellt, daß sich diese Fehlerwahrscheinlichkeit – mit Hilfe der Verknüpfungsregeln der Boole'schen Algebra – aus den Einzelfehlerwahrscheinlichkeiten der Teilaufgaben berechnen läßt, in die man die untersuchte Aufgabe zuvor zerlegt hat. Als „Werkzeug“ für Aufgabenzerlegung und anschließende

Fehlerquantifizierung dient ein Ereignisbaum (»HRA event tree«), der die logischen und zeitlichen Zusammenhänge zwischen den einzelnen Erfolgs- und Mißerfolgsereignissen modelliert. In Abb. 6 ist ein solcher Ereignisbaum dargestellt. Es handelt sich um das Fehlermodell zu einer Aufgabe (Umschalten auf Umwälzbetrieb), die das Personal im Verlauf eines großen Kühlmittelverluststörfalls durchzuführen hat, um zu verhindern, daß die für den Nachkühlbetrieb benötigten Pumpen ausfallen.



THERP-Ereignisbaummodellierung für das Versagen der Aufgabe, von Einspeisebetrieb auf Umwälzbetrieb umzuschalten, sobald im Verlauf eines großen Kühlmittelverluststörfalls der Alarm auftritt, der vor einem zu geringen Wasserpegel im Flutbehälter warnt
E: Erfolg, F: Fehler (Mißerfolg)

Übersetzt aus [Swain 83] (S. 21-22) und mit zusätzlichen Erläuterungen versehen, welche die von Swain und Guttman beschriebene Analyse widerspiegeln

Abb. 6: Beispiel für eine Ereignisbaummodellierung nach THERP

Das Analysebeispiel verdeutlicht zwei Prinzipien, die bei der Aufgabenzerlegung im Sinne von THERP zu beachten sind:

- Die konsequente Berücksichtigung von Abhängigkeiten zwischen den Aufgabenteilen.
- Die Zerlegung in sinnvolle Aufgabenteile, sogenannte Wahrnehmungseinheiten (»perceptual units«).

Zur Abschätzung der einzelnen Fehlerwahrscheinlichkeiten (HEPs), die für die Quantifizierung eines Ereignisbaums zur Analyse menschlicher Zuverlässigkeit benötigt werden, greift THERP auf verschiedene „Untermodele“ zurück. Die beiden wichtigsten sind:

- Zeit-Zuverlässigkeitskorrelation zur Abschätzung der Wahrscheinlichkeit für das Diagnoseversagen in Abhängigkeit von der für die Diagnose verfügbaren Zeit t :

$$\text{HEP}(t) = \text{pr}(T > t),$$

wobei die für die Diagnose benötigte Zeit T als Zufallsgröße modelliert wird.

- Multiplikatives Modell zur Anpassung (Modifizierung) einer Basisfehlerwahrscheinlichkeit (BHEP) an Bedingungen (z. B. Streß), die in der Anlage bzw. Handlungssituation anzutreffen sind und die sich zuverlässigkeitserhöhend bzw. zuverlässigkeitsmindernd auswirken. Die Anpassung erfolgt mit Hilfe von Einflußfaktoren, in THERP »performance shaping factors« (PSFs) genannt:

$$\text{HEP} = \text{BHEP} \cdot \text{PSF}_1 \cdot \text{PSF}_2 \dots,$$

wobei selten mehr als zwei PSFs angesetzt werden. Zahlreiche PSFs (z. B. Anordnung von Schaltern) werden bereits bei der Auswahl der BHEP berücksichtigt.

Bewertung

Insgesamt gesehen ist das THERP-Fehlermodell – im wesentlichen bestehend aus Handlungszerlegung, Zeit-Zuverlässigkeit-Korrelation und multiplikativem PSF-Modell – als positiv zu bewerten.

Die Handlungszerlegung liefert einen wichtigen Beitrag zum Verständnis der Mensch-Maschine-Situation in einem komplizierten technischen System. Den Autoren ist derzeit keine bessere Methode bekannt, um als Außenstehender einen analytischen Zugang zur menschlichen Zuverlässigkeit in technischen Systemen zu erhalten. Bei der Zerlegung in sinnvolle, vom Operateur als solche wahrgenommene Teilhandlungen und bei sorgfältiger Berücksichtigung etwaiger Abhängigkeiten erhält man wichtige Informationen über die logischen und zeitlichen Zusammenhänge, die für die erfolgreiche Durchführung einer Maßnahme von Bedeutung sind.

Darüber hinaus liefert eine sorgfältig durchgeführte Handlungszerlegung Teilhandlungen, die für experimentelle Überprüfungen hinsichtlich ihrer Zuverlässigkeiten geeignet sind. Generell gilt, daß eine experimentelle Zuverlässigkeitsermittlung umso einfacher ist,

- je höher die Fehlerwahrscheinlichkeit (HEP) ist, d. h. es sind nur relativ wenige Versuche erforderlich, um eine abgesicherte Schätzung für die HEP zu erhalten, und
- je kleiner die Anzahl der PSFs ist, die bei jedem Versuch zu kontrollieren sind.

Die Zeit-Zuverlässigkeitskorrelation als Hilfsmittel zur Quantifizierung der Diagnose ist zwar eine pragmatische, aber sinnvolle Ergänzung der Handlungszerlegung. Nach der Modellvorstellung von THERP ([Swain 83], Kapitel 12) handelt es sich bei der Diagnose um eine im hohen Maße dynamische (d. h. wissensbasierte) Tätigkeit, die sich nur schwer (und dann mit erheblichem Aufwand) durch eine Handlungszerlegung erschließen läßt. Abb. 4 verdeutlicht die

dynamische Komponente einer Diagnosetätigkeit nach dem Auftreten eines Störfalls. Es ist damit zu rechnen, daß sowohl der externe als auch der interne Regelkreis („feedback“) mehrmals „durchlaufen“ wird. Simulatorerfahrungen bestätigen diese Modellvorstellung [Hoffmann 89]:

»Von besonderem Gewicht ist aus Sicht der Operateure – und damit ihr Hauptproblem – daß nach dem Eintritt eines großen Störfalls ... in der Warte zunächst ein völlig unstrukturiertes Entscheidungsproblem vorliegt. Der Operateur weiß im Augenblick nicht, was los ist...«.

Daher ist es aus Gründen der praktischen Durchführbarkeit einer Analyse menschlicher Zuverlässigkeit sinnvoll, die Diagnose – obwohl sie mehrere Teilhandlungen umfaßt – als *eine* Handlung zu modellieren. Inwieweit dies handlungspsychologisch sinnvoll ist, bedarf weiterer Untersuchungen. Die Quantifizierungsproblematik bei der Verwendung von Zeit-Zuverlässigkeitskorrelationen wird später diskutiert.

Auch die multiplikative PSF-Modifizierung von BHEPs ist eher aus pragmatischen als aus handlungspsychologischen Gründen als sinnvoll einzustufen. Ideal wäre es, wenn für jede im Ereignisbaum zu quantifizierende Teilhandlung eine empirisch fundierte Fehlerwahrscheinlichkeit unter vergleichbaren Randbedingungen (PSFs) verfügbar wäre. Zur Realisierung dieses Idealfalls wäre eine erhebliche Menge an Daten erforderlich. Bei jeder neuen Analyse menschlicher Zuverlässigkeit wäre mit einem zusätzlichen Bedarf an Daten zu rechnen. Für die praktische Durchführbarkeit einer Analyse menschlicher Zuverlässigkeit sind deshalb Modifizierungsmodelle unverzichtbar.

5.1.2 Datenbasis

Beschreibung

Die im Swain-Handbuch (1983) enthaltenen Daten bestehen im wesentlichen aus:

- Beschreibungen zu ca. 100 KKW-spezifischen Fehlern bzw. Aufgaben mit zugehörigen Randbedingungen und
- Zahlen für Punktwerte und Unsicherheitsintervalle der entsprechenden Fehlerwahrscheinlichkeiten.

Tabelle 10 gibt einen groben Überblick. Darüber hinaus nennt das Swain-Handbuch noch einige Faktoren (PSFs) zur situationsspezifischen Modifizierung von Fehlerwahrscheinlichkeiten, z. B. aufgrund von Streß oder mangelnder Erfahrung des Operateurs.

Bewertung

Die Gültigkeit der THERP-Daten ist als einigermaßen zufriedenstellend einzustufen.

Zwar basieren nur wenige HEPs direkt auf empirischen Daten aus Kernkraftwerken. Darüber hinaus haben viele HEPs überhaupt gar keine empirische Datenbasis, sondern wurden mit Hilfe von Expertenschätzungen der Handbuchautoren ermittelt. Tabelle 11 gibt einen groben Überblick zur Herkunft der THERP-Daten.

Es ist jedoch zu beachten, daß die Expertenschätzungen auf der Grundlage einer fundierten Wissensbasis über Mensch-Maschine-Interaktionen im KKW erfolgten. Das rund 700 Seiten umfassende Swain-Handbuch selbst ist der beste Beleg für diese Einschätzung. Es gehört nach wie vor zu den umfangreichsten Wissenssammlungen über menschliches Handeln mit Schwerpunkt auf sicherheitsrelevante Situationen im KKW.

Darüber hinaus bestätigen einige empirische Studien die Gültigkeit wesentlicher HEPs aus THERP im Rahmen der PSA-üblichen Unsicherheiten. Die von EdF [Villemeur 86] durch Simulatorexperimente ermittelten Diagnoseversagenswahrscheinlichkeiten liegen im Rahmen der Unsicherheitsbandbreiten des THERP-Diagnosemodells. Für kritische Handlungen nach erfolgter Diagnose wurden in Simulatorstudien [Beare 84] HEPs ermittelt, die innerhalb eines Faktors 2 von den entsprechenden THERP-HEPs abweichen.

Die hier als zufriedenstellend beurteilte Gültigkeit der THERP-HEPs gilt allerdings nur im Zusammenhang mit den zugehörigen Unsicherheitsfaktoren ($UF = 2 \dots 30$, je nach HEP). Nur wenn bei der Verwendung der HEPs auch deren Unsicherheiten berücksichtigt werden, dann ist eine zufriedenstellende Gültigkeit (hinsichtlich der Qualität der Eingangsdaten) des Endergebnisses zu erwarten.

Die im Swain-Handbuch im Zusammenhang mit Fehlerwahrscheinlichkeiten empfohlenen Unsicherheitsfaktoren beruhen auf konservativen Schlußfolgerungen aus Experimenten zur Variabilität menschlicher Leistungen [Wechsler 52].

Fehler des Personals	BHEP(* /UF) [Swain 83]
1. Nicht richtige Diagnose des Störfalls	0,00001(* /30) ... 1,0
2. Falsches Ablesen oder Nichtbemerken von Informationen beim Beobachten von Systemzustandsanzeigen	0,001(* /3) ... 0,1(* /5)
3. Nichtreagieren auf hörbaren Alarm	0,0001(* /10) ... 0,25(* /10)
4. Durchführung einer Prozedur ohne Benutzung der dafür vorgesehenen schriftlichen Unterlage	0,005(* /10) ... 0,3 (* /5)
5. Nicht richtiges Benutzen einer Checkliste	0,5 (* /5)
6. Unterlassung eines Schritts beim Abarbeiten einer Prozedur	0,001(* /3) ... 0,05(* /5)
7. Verwechslungsfehler beim Betätigen einer Komponente (Schalter, Handventil) oder beim Beobachten einer Systemzustandsanzeige	0,0005(* /10) ... 0,05(* /5)
8. Nicht richtige Durchführung einer wissensbasierten Handlung unter extrem hohem Streß	0,25(* /5)

BHEP: Basisfehlerwahrscheinlichkeit (Median)

UF: Unsicherheitsfaktor

Tab. 10 Wichtige Operateurfelder, die Bestandteil der THERP-Datenbasis sind

• Direkte Schätzungen der Handbuch-Autoren	
• Auf empirischen Daten basierend	<ul style="list-style-type: none"> * Kernkraftwerkserfahrungen * Simulatorstudien * Industrie- und Militärstudien * „künstliche“ Experimente * nicht eindeutige Herkunft
– Empirische Wahrscheinlichkeiten direkt übernommen	
– Empirische Wahrscheinlichkeiten mit Faktoren modifiziert	
Faktoren sind Schätzungen der Handbuch Autoren	
Faktoren beruhen auf empirischen Daten	

Tab. 11: Herkunft der Swain Handbuch-Fehlerwahrscheinlichkeiten

1. Der Mangel an Daten über das Verhalten des Personals in Kernkraftwerken in einer Form, die für eine Analyse menschlicher Zuverlässigkeit brauchbar ist,
2. die Ungenauigkeit von Modellen, die vorgeben, menschliches Verhalten in verschiedenen Situationen und unter verschiedenen Bedingungen zu beschreiben,
3. die unzureichende Identifizierung aller die Durchführung einer Aufgabe beeinflussenden Faktoren, ihrer Zusammenhänge und ihrer Auswirkungen,
4. begrenzte Erfahrung und mangelndes Wissen des Durchführers einer menschlichen Zuverlässigkeitsanalyse, und
5. die Variabilität in der Aufgabendurchführung, etwa von Individuum zu Individuum, von Tag zu Tag usw.

(übersetzt aus [Swain 83])

Tab. 12: Variabilitätsursachen, die durch die Unsicherheitsfaktoren des Swain-Handbuchs erfaßt werden sollen

5.1.3 Einflußfaktoren (PSFs)

Beschreibung

Eine mit THERP durchgeführte Analyse berücksichtigt eine Reihe von Einflußfaktoren (PSFs), die sich zuverlässigkeitsmindernd oder -erhöhend auswirken. Die in THERP genannten PSFs lassen sich grob in vier Gruppen unterteilen:

1. PSFs, die bereits bei der Auswahl der Basisfehlerwahrscheinlichkeit (BHEP) berücksichtigt werden, z. B.: Bei einer langen schriftlichen Prozedur beträgt die Unterlassungsfehlerwahrscheinlichkeit 0,01 pro Schritt, bei einer kurzen 0,003 ([Swain 83], Tabelle 20-7).
2. PSFs, die in Form von Faktoren angegeben werden, mit denen eine BHEP zu multiplizieren ist, z. B.: Bei mittelhohem Streß erhöht sich die Fehlerwahrscheinlichkeit einer regelbasierten Handlung um den Faktor 2 ([Swain 83], Tabelle 20-16).
3. PSFs, die als Regeln zur Modifizierung einer HEP innerhalb ihrer Unsicherheitsgrenzen angegeben werden, z. B.: Verwende die Obergrenze der Diagnoseversagenswahrscheinlichkeit, wenn die Diagnose des analysierten Störfalls nicht regelmäßig trainiert wird ([Swain 83], Tabelle 12-5).
4. PSFs, die zwar erwähnt werden, aber zu denen keine quantitativen Angaben gemacht werden ([Swain 83], Kapitel 3).

Generell ist der THERP-Benutzer dazu angehalten, anhand der im Kapitel 3 des Handbuchs diskutierten PSFs die Übertragbarkeit der THERP-BHEPs auf die jeweilige Analyse zu überprüfen und gegebenenfalls Änderungen innerhalb der Unsicherheitsgrenzen vorzunehmen ([Swain 83], S. 3-10).

Bewertung

Hinsichtlich der Quantifizierung von PSFs ist die Methode THERP als positiv zu bewerten.

THERP ist offen für die Einbeziehung zahlreicher anlagenspezifischer Details. Eine bewertende Zusammenstellung solcher Details kann z. B. in [Reer 94c] nachgelesen werden. Die ausführliche Abhandlung von PSFs, die für menschliches Handeln im KKW von Bedeutung sind, gehört zu dem Kernstück des Swain-Handbuchs. Zu zahlreichen PSFs werden konkrete Studien sowie psychologische und ergonomische Erkenntnisse zitiert. Den Autoren ist keine andere Methode zur Analyse menschlicher Zuverlässigkeit bekannt, in der ausführlicher als in THERP auf die Berücksichtigung von PSFs eingegangen wird.

Weitere Aspekte

Die Methode THERP erlaubt die Quantifizierung einer Reihe von Möglichkeiten, mit denen sich ein **aufgetretener Fehler des Personals korrigieren läßt** [Swain 83]:

1. Personelle Redundanz: der handelnde Operateur wird durch einen anderen Operateur kontrolliert.
2. Nachfolgender Prozedurschritt.
3. Selbstmeldende Anzeige (hörbarer Alarm).
4. Warten- oder Anlagenrundgang.

Das THERP-Modell geht davon aus, daß während des Normalbetriebs sicherheitsrelevante Abweichungen vom Sollzustand durch Warten- und Anlagenrundgänge entdeckt werden können. Hierzu wird eine Reihe von situationsspezifischen Fehlerwahrscheinlichkeiten aufgelistet, die u.a. von der jeweiligen Rundgangstrategie abhängen [Swain 83]. Zur Quantifizierung personeller Redundanz im Normalbetrieb liefert THERP eine Reihe von situationsspezifischen Kontrollfehlerwahrscheinlichkeiten, die zwischen 0,001 und 0,5 liegen. Beim Vorliegen eines Störfalls empfiehlt THERP, personelle Redundanz über das Abhängigkeitsmodell zu quantifizieren. Dieses Modell ist ebenfalls für die Quantifizierung von Korrekturen durch nachfolgende Prozedurschritte anzusetzen; es entspricht dem aus der technischen Zuverlässigkeitsanalyse bekannten Beta-Faktor-Modell. Für das bedingte Eintreten eines Ereignisses B gilt:

$$\text{pr}(B|A) = \left[\frac{1 + (n-1)\text{pr}(B)}{n} \right] = \beta + (1-\beta)\text{pr}(B)$$

wobei:

$\text{pr}(B|A)$ = Wahrscheinlichkeit für B unter der Bedingung, daß A eingetreten ist;

$pr(B)$ = von A unabhängige Wahrscheinlichkeit für das Eintreten von B;

β = Kopplungsgrad (Beta-Faktor), entspricht der Wahrscheinlichkeit, daß die Ursache für das Eintreten von A auch zum Eintreten von B führen wird;

n = 15 ($\beta = 0,05$) bei leichter, $n = 7$ ($\beta \approx 0,15$) bei mittlerer, $n = 2$ ($\beta = 0,5$) bei hoher und $n = 1$ ($\beta = 1,0$) bei vollständiger Kopplung zwischen A und B.

Alle im Modell empfohlenen Kopplungsgrade basieren nicht auf empirischen Daten, sondern auf einer subjektiven Diskretisierung des Wertebereichs von $\beta = 0$ (keine Kopplung) bis $\beta = 1,0$ (vollständige Kopplung).

Die Quantifizierung personeller Redundanz im Störfallablauf gehört zu den häufigsten Anwendungen des Abhängigkeitsmodells.

Mit dem THERP-Diagnosemodell läßt sich **wissensbasiertes Verhalten** bei der Störfalldiagnose quantifizieren. Das Erkennen eines außergewöhnlichen Ereignisses dahingehend, daß man weiß, mit welcher Komponente oder mit welchem System das durch das Ereignis aufgetretene Problem beseitigt oder verringert werden kann, wird als Diagnose definiert. Die Wahrscheinlichkeit, daß die richtige Diagnose nicht erfolgt, wird zeitabhängig modelliert.

Handlungen nach erfolgter Diagnose werden von Swain und Guttman in die Klassen schrittweise (»step by step«, entspricht regel- oder fertigkeitbasiert) und dynamisch (entspricht wissensbasiert) eingeteilt. Für wissensbasierte Handlungen wird eine erhöhte Fehlerwahrscheinlichkeit empfohlen, zumeist um den Faktor 2,5 höher als für regelbasierte Handlungen.

Darüber hinaus enthält das Swain-Handbuch auch Wahrscheinlichkeiten für Fehler, deren Entstehung durch wissensbasierte Verhaltenelemente mitbeeinflusst wird, z.B.: Nichtbemerken, daß ein Meßgerät (aufgrund eines technischen Defekts) falsch anzeigt, obwohl die Falschanzeige durch Hinzuziehung weiterer Systemzustandsparameter (»cross check«) entdeckbar ist. Auch das THERP-Abhängigkeitsmodell erlaubt die Berücksichtigung von Fehlern, die in hohem Maße von wissensbasiertem Verhalten abhängen, z.B.: »... neither of the operators expects the other to make mistakes«.

5.1.4 Zusammenfassender Kommentar

Bei kompetenter Anwendung ist die Methode THERP – insgesamt gesehen – als zufriedenstellend bis gut zu bewerten. Ein Schwachpunkt in den Augen der Autoren – hinsichtlich einer zu optimistischen Tendenz bei der Quantifizierung von Korrekturen aufgetretener Fehler – läßt sich umgehen, in dem man den Ermessensspielraum, den THERP ausdrücklich dem Anwender eingesteht, entsprechend ausnutzt.

Neben der selbstverständlichen Forderung, die Datenbasis zu verbessern, wäre zur weiteren Erhöhung der Realitätsnähe im Hinblick auf die Quantifizierung von Diagnosetätigkeiten, Ent-

scheidungen auf der wissensbasierten Ebene und Zeitabhängigkeiten zu prüfen, inwieweit sich aus neueren Methoden ([Gertman 92], [Moieni 94], [Reer 93], [Mosneron 90]) Teilaspekte für Verbesserungen ableiten lassen.

5.2 Eine Neuentwicklung: Die EdF-Methode

Bei den Zeitverläufen der Diagnoseversagenswahrscheinlichkeiten im THERP-Modell handelt es sich um Expertenschätzungen von Swain und Guttman. Diese Expertenschätzungen basieren auf einem Konsens, der auf dem in [Oswald 82] beschriebenen Workshop erzielt wurde.

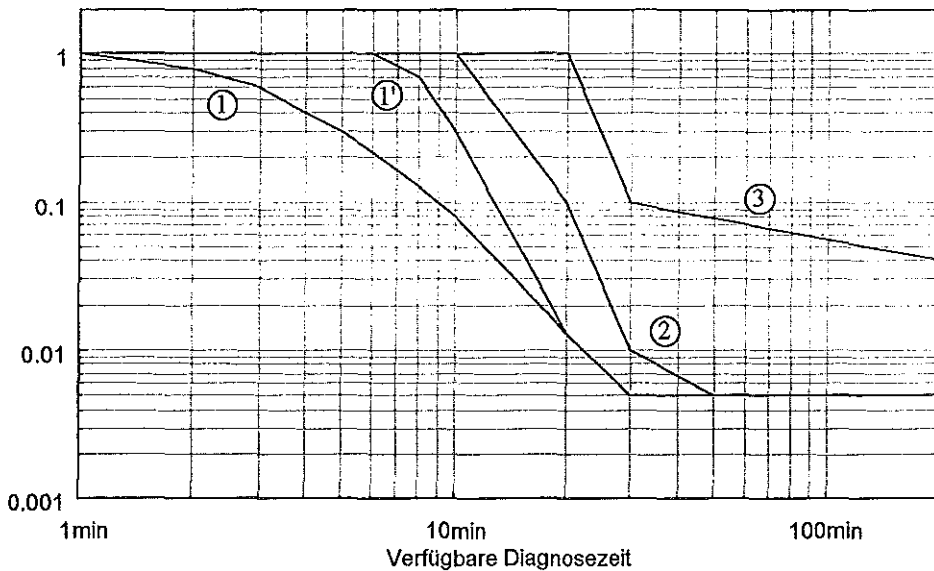
Mittlerweile hat sich die Datenlage auf dem Gebiet der Diagnosezuverlässigkeit verbessert. Es liegen Zeitverläufe vor, die auf von EdF (Electricité de France) und EPRI (Electrical Power Research Institute, USA) initiierten Simulatorstudien basieren.

Die von EdF entwickelte Methode (hier „EdF-Methode“ genannt) basiert im wesentlichen auf diesen Simulatorstudien sowie auf Modellen aus den Methoden THERP (pessimistische Diagnosekurven, Abhängigkeitsmodell) und ASEP (Instandhaltungsfehlermodell).

EdF unterscheidet ebenso wie THERP zwischen Diagnose und Handlungen danach. Im Gegensatz zu THERP berücksichtigt EdF die Möglichkeit, daß auch bei nicht richtiger Diagnose der Störfall erfolgreich beherrscht werden kann; die entsprechende bedingte Fehlerwahrscheinlichkeit wird jedoch sehr hoch angesetzt. In THERP wird diese Fehlerwahrscheinlichkeit mit 1,0 quantifiziert: wenn keine richtige Diagnose, dann Versagen der Störfallbeherrschung durch das Personal. Zur Abschätzung der Diagnoseversagenswahrscheinlichkeit in Abhängigkeit von der verfügbaren Zeit unterscheidet EdF zwischen vier Zeitverläufen (Abb. 7):

- zwei pessimistische Zeitverläufe, die auf dem THERP-Diagnosemodell beruhen (Kurven 2 und 3),
- zwei weniger pessimistische Zeitverläufe, die auf französischen Simulatordaten beruhen (Kurven 1 und 1'),

wobei die Komplexität der Störfallsituation als Auswahlkriterium anzusetzen ist.



Kurven 1 und 1': vergleichsweise einfache Diagnose (französische Simulatordaten)
 Kurven 2 und 3: vergleichsweise komplizierte Diagnose (basierend auf [Swain 83])
 (nach [Mosneron 90], Abb. 2)

Abb. 7: In der EdF-Methode empfohlene zeitabhängige Verläufe der Diagnoseversagenswahrscheinlichkeit

Nach den Modellvorstellungen von EdF gibt es bei der Diagnose eine sogenannte Restwahrscheinlichkeit (*»residual probability«*); das ist die Wahrscheinlichkeit, daß die richtige Diagnose (durch das Wartenpersonal, ohne externe Hilfe) *nie* erfolgen wird. Für die weniger pessimistischen Kurven 1 und 1' (Abb. 7) beträgt diese Wahrscheinlichkeit 0,005, das ist die Diagnoseversagenswahrscheinlichkeit innerhalb 30 min.

Die EdF-Methode sieht weiterhin vor, daß bestimmte Fehldiagnosen, die zu schadensverschlimmernden Maßnahmen (wie z. B. die unplanmäßige Abschaltung der Sicherheitseinspeisung) führen, quantifiziert werden können.

Grobbewertung

Die EdF-Methode kann – unter Vorbehalt – als eine positive Neuentwicklung bezeichnet werden. Dies ist eine Beurteilung unter Vorbehalt, weil den Autoren zur Zeit noch nähere Informationen zur Methode fehlen. Es fehlen insbesondere mehr konkrete Hinweise zum praktischen Vorgehen bei der Anwendung der Methode und Einzelheiten zum von EdF durchgeführten Vorgehen bei der Ableitung von Modelldaten (in erster Linie Wahrscheinlichkeiten) aus Simulatordaten (Beobachtungen zum Verhalten des Personals).

Im Vergleich zum THERP-Diagnosemodell stellt das EdF-Diagnosemodell jedoch einen Fortschritt dar, weil es zumindest teilweise auf echten empirischen Daten beruht.

Das EdF-Modell der Handlungsausführung (nach erfolgter Diagnose) verzichtet auf eine Modellierung der möglichen Fehler in einem Ereignisbaum im Sinne von THERP (»HRA event tree«). Statt dessen wird für jede kritische Aktion ein einfaches (aus drei Faktoren bestehendes) Handlungsausführungsmodell angewendet:

$$P_E = P_B \cdot K_F \cdot P_{NR}$$

mit

P_E = Wahrscheinlichkeit, daß die Durchführung der Aktion versagt

P_B = Basiswahrscheinlichkeit für das Versagen

K_F = MODifizierungsfaktor im Hinblick auf den Handlungskontext

Dies entspricht etwa den in THERP skizzierten Grobabschätzungsverfahren. In dieser Beziehung ist THERP der EdF-Methode vorzuziehen; denn ein detaillierter Ereignisbaum ist ein wichtiges Instrument zur Identifizierung und Modellierung funktionaler und zeitlicher Zusammenhänge zwischen Erfolgs- bzw. Mißerfolgsereignissen.

Die Auswahl der mit dem Handlungsausführungsmodell zu quantifizierenden Aktionen basiert in der EdF-Methode auf Beobachtungen an Simulator [Mosneron 1995]. Insofern kann das EdF-Vorgehen als datenbasierte Vorauswahl („screening“) bezeichnet werden. Die Nutzung qualitativer Daten für eine vereinfachte Handlungsmodellierung ist also ein empfehlenswertes Vorgehen für Fälle, in denen aus Zeitgründen auf eine aufwendige THERP-Modellierung verzichtet werden muß.

6 Einige PSA-Ergebnisse und zugehörige Schlußfolgerungen

Nach der Reaktorabschaltung durch Unterbrechung der nuklearen Kettenreaktion besteht für die zentrale Aufgabe der Reaktor-Sicherheitstechnik in einer ausreichenden Kühlung der Brennelemente („Kern“), da sonst die Zerfallsenergie der Spaltprodukte ein Kernschmelzen verursacht mit der möglichen Folge einer Freisetzung der Spaltprodukte in die Umwelt. Kernschmelzen ist daher das zentrale „unerwünschte Ereignis“ bei Sicherheitsanalysen. Es kann nur bei Versagen einer Reihe von Sicherheitssystemen auftreten. Die Kenntnis der wahrscheinlichsten Versagensursachen ist wichtig zur Anlagenbeurteilung und für eventuelle Verbesserungen.

Die Deutsche Risikostudie (Phase A) [DRS-A] untersuchte das Störfallverhalten eines Druckwasserreaktors. Zu den Maßnahmen zur Beherrschung eines kleinen Lecks an der Haupt-

kühlmittelleitung gehörte das Abfahren der Anlage mit 100 Kelvin/pro Stunde von Hand, um eine alternative Kühlungsmöglichkeit zu schaffen. Die Analysen zeigten, daß 85 % der Ausfälle dieser Kühlung durch Mißlingen des Abfahrens entstehen. Dadurch trugen unbeherrschte kleine Lecks zu 65 % zum Kernschmelzen bei. Die Abfahrprozedur wurde daraufhin automatisiert.

Auch die Ergebnisse weiterer Analysen geben Anlaß, menschliche Zuverlässigkeit „richtig“ zu analysieren:

Druckwasserreaktoren

Land (Anlage)	USA (Surrey)	USA (Sequoyah)	Frankreich (REP900/ 1300)	Deutsch- land (Biblis B)	Japan	Schweden (Ringhals 3/4)
Relativer Beitrag [%] von Operateur- fehlern zum Kern- schmelzen	84	80	70/80	35	15	55

Siedewasserreaktoren

Land (Anlage)	USA (Peach Bottom)	USA (Grand Gulf)	Schweden (Forsmark 1/2)	Deutsch- land (Gund- remmingen)	Japan (1160 MW)
Relativer Beitrag [%] von Operateur- fehlern zum Kern- schmelzen	79	85	76	20	65

Die in den verschiedenen PSA ermittelten relativen Beiträge von Operateurfehlern zum Kernschmelzen sind sehr unterschiedlich und teilweise recht hoch. Plausible Gründe hierfür lassen sich im Anlagendesign finden, etwa im Automatisierungsgrad, der in deutschen und japanischen Anlagen hoch und in amerikanischen relativ niedrig ist. In französischen Studien sind Operateurfehler vermutlich auch deshalb so ergebnisrelevant, weil neben dem Unterlassen geforderter Handlungen auch das nachteilige Ausführen einiger nicht geforderter Handlungen einbezogen wurde, im Gegensatz zu den anderen Analysen. In den Ergebnissen spiegeln sich

somit Eigenarten der Anlagen und der Analysen wider. Dies unterstreicht die Notwendigkeit überzeugender Bewertungsmethoden, die dann möglichst verbreitet und transparent angewendet werden müssen.

Von großer praktischer Bedeutung sind die relativen Beiträge unterschiedlicher Operateurfehler zum Analyseergebnis einzelner Anlagen. Beispielsweise wurde der Beitrag von Fehlern der Operatoren an der Gesamtkernschmelzhäufigkeit des finnischen Kernkraftwerks Olkiluoto zunächst zu rund 30 % berechnet [Rumpf 96], wobei der Hauptanteil auf Fehlhandlungen der Operateure in Störfallsituationen entfiel. Im einzelnen waren die folgenden Handlungen für das Ergebnis bestimmend:

– Start der Boreinspritzung (zur nuklearen Abschaltung) innerhalb von 5 Minuten	7,0 %
– Herstellen einer elektrischen Verbindung zu den Dieselgeneratoren des Nachbarblockes	6,6 %
– Manuelle Druckabsenkung (im Reaktordruckbehälter) innerhalb 45 Minuten	4,0 %
– Neustart des Hauptspeisewassersystems	2,3 %
– Herstellen einer elektrischen Verbindung zu einem Wasserkraftwerk	1,8%

Die Verbesserungen, die auf der Basis dieser Ergebnisse abgeleitet wurden, betreffen insbesondere Störfallvorschriften sowie Vorschriften für vorbeugende Instandhaltung und reduzieren den Anteil der Fehlhandlungen an der Gesamtkernschmelzhäufigkeit auf 6 %.

7 Besondere Aspekte bei der Bewertung menschlicher Zuverlässigkeit in Analysen verfahrenstechnischer Anlagen

In [Hennings 96] wurden probeweise probabilistische Analysemethoden auf zwei zu Übungszwecken vereinfachte verfahrenstechnische Prozesse angewendet. Dabei wurden auch Maßnahmen des Betriebspersonals untersucht.

Es gelang, die wesentlichen Mensch-Maschine-Zusammenhänge in Fehlerbäumen zu modellieren und in erster Näherung probabilistisch zu quantifizieren. Die Analyseergebnisse bestätigen die Risikorelevanz von Operateurfehlern bei der Prozeßsteuerung.

Weiterhin läßt sich eine Reihe von Besonderheiten ableiten, die „typisch“ für Mensch-Maschine-Situationen in Anlagen der Spezialitäten-Chemie erscheinen. Oftmals tritt die Fehlhandlung am gleichen Ort und zur gleichen Zeit auf wie der dadurch verursachte Schaden. Der Operateur sieht direkt, „was los ist“, ein für Warten typisches Diagnoseproblem aufgrund ver-

schlüsselter Rückmeldungen auf Anzeigetafeln ist also weniger wahrscheinlich. Es stellt sich daher die Frage nach andersartigen Diagnoseproblemen. Aufgrund der Ort- und Zeitgleichheit von Handlung und möglichem Schaden besteht außerdem stets eine potentielle Gefahr für Leben oder Gesundheit des handelnden Operateurs. Bei kritischen Störungen, in denen diese Gefahr akut wird, sind demnach Stresssituationen, wie z.B. panikartige Flucht, nicht auszuschließen.

Eher harmlose Störungen scheinen ebenfalls eine wichtige Rolle bei Sicherheitsbeurteilungen von Anlagen der Spezialitäten-Chemie zu spielen. Bei einer solchen Störung besteht kein Handlungsbedarf, um den als sicherheitsrelevant untersuchten Schaden zu vermeiden. Falsches Reagieren des Personals kann aber dazu führen, daß dieser Schaden auftritt.

Eine weitere Besonderheit ergibt sich aus der Häufigkeit und Dauer der Prozesse in Anlagen der Spezialitäten-Chemie. Die Zeit zwischen zwei Prozeßzyklen ist relativ kurz, oftmals wird im Schichtbetrieb gefahren. Mehr als 100 Prozeßzyklen pro Jahr sind keine Seltenheit. Aus diesem Grund ist für die Häufigkeit des Auftretens von Fehlern des Betriebspersonals bei der Prozeßsteuerung ein „badewannen“-ähnlicher Verlauf in Abhängigkeit von der Anzahl der bereits durchgeführten gleichartigen Prozeßzyklen zu erwarten, d.h. bei den ersten Zyklen eines neu eingeführten Prozesses ist aufgrund geringerer Erfahrung mit einer erhöhten Fehlerhäufigkeit zu rechnen, nach einer gewissen Übungsphase sinkt diese Häufigkeit auf ein konstantes Niveau, könnte aber nach Durchführung einer großen Anzahl gleichartiger Prozeßzyklen infolge nachlassender Vorsicht wieder ansteigen (Gewöhnungseffekt). Die Berücksichtigung der Übungsphase und des Gewöhnungseffekts stellt eine besondere Herausforderung an vorausschauende Analysen, denn es ist zu erwarten, daß sich in diesen Phasen durch Maßnahmen der Fehler-Prävention die effektivsten Verbesserungen erzielen lassen. Leider fehlen hierfür Modell und Daten, die für praktische Anwendungen geeignet sind.

Ein weiteres Modellierungs- und Datenproblem ergibt sich aus der relativ langen Dauer eines Prozeßzyklus; mehr als 8 Stunden sind keine Seltenheit. Dadurch könnten z.B. Kommunikationsprobleme beim Schichtwechsel auftreten. Die Dauer eines Prozeßzyklus weist häufig eine negative Korrelation zur Aufgabendichte auf, z.B. durchschnittlich alle 20 Minuten ein Handlungsschritt bei einer Synthese. Aus solchen relativ geringen Aufgabendichten resultieren weitere Faktoren, die für die Analyse menschlicher Zuverlässigkeit von Bedeutung sind, z.B. Streß durch Unterforderung, Möglichkeit der Ablenkung, aber auch viel Zeit für Korrektur eines eventuell falsch eingestellten Prozeßparameters.

8 Schlußfolgerung, Ausblick

Die hier dargelegten Betrachtungen zur generellen Quantifizierbarkeit sicherheitsrelevanter Handlungstypen und zur konkreten Umsetzung der Quantifizierung am Beispiel von THERP mit ergänzenden Hinweisen auf andere Modelle zeigen der derzeitigen hohen Qualitätsstandard auf dem Gebiet der vorausschauenden Analyse menschlicher Zuverlässigkeit. Der große Stellenwert der Sicherheit in unserer Gesellschaft stellt jedoch neue Anforderungen an Sicherheitsstandards und Beurteilungsvermögen. Damit steigen auch die Anforderungen an das Qualitätsniveau solcher Analysen. Deren Weiterentwicklung ist daher ein wichtiger Bestandteil öffentlich geförderter Forschungsprojekte.

Eine Kombination aus THERP und Teilen anderer Modelle als grundsätzliche Methode zur Einbindung in die restliche Risikoanalyse scheint zur Zeit der erfolversprechendste Weg zu sein, risikorelevante Personalhandlungen zu identifizieren und bezüglich ihrer Häufigkeit zu bewerten. Dabei kommt es entscheidend auf den Tiefgang der Analysen und die Sorgfalt der Anwender an. Kein Modell liefert die „richtigen“ Ergebnisse, schon gar nicht „automatisch“.

Von einem deutlichen Einfluß subjektiver Eigenschaften der Modellanwender auf die Ergebnisse ist auszugehen. Sein Ausmaß kann nur erkannt werden, wenn Vorgehensweisen und verwendete Daten ausreichend dokumentiert sind. Rechnergestützte Modellanwendungen (Expertensysteme) sowie eine Quantifizierung subjektiver Einflüsse (etwa über fuzzy-set-Methoden) können bei der Ermittlung „objektiver“ Ergebnisse helfen.

In Anbetracht der zur Zeit dominierenden Subjektivität bei Identifizierung und Bewertung relevanter Personalhandlungen ist eine nachvollziehbare Dokumentierung der Analyse (d.h. des Identifizierungs- und Bewertungsprozesse) wichtiger als die resultierenden Zahlenwerte. Die Dokumentation sollte z.B. Hinweise auf Bedingungen enthalten, die die korrekte Ausführung einer Handlung erschweren oder erleichtern sowie vor erkannten Verwechslungsmöglichkeiten warnen. Solche Informationen können für Verbesserungsmaßnahmen zur Erhöhung der Sicherheit der Anlage genutzt werden, die aus den bloßen Zahlenwerten der Handlungsbewertung nicht zu entnehmen sind.

Ein häufiger Kritikpunkt ist, daß keines der gebräuchlichen Modelle die Umsetzung einer psychologisch fundierten, validierten Theorie menschlichen Handelns sei; die Bewertung menschlichen Handelns nach dem Muster technischer Systeme sei mehr oder weniger dominierend. Ziel der aktuellen Forschungsarbeiten ist demnach eine möglichst realistische Erfassung der Handlungsmöglichkeiten des Betriebspersonals. Dabei stehen Simulatorexperimente und die Untersuchung kognitiver Aspekte im Vordergrund.

9 Literaturverzeichnis

- [Barriere 94] M. Barriere, W. Luckas, D. Whitehead, A. Ramey-Smith,
An Analysis of Operational Experience During Low Power and Shutdown and a Plan for Addressing Human Reliability Assessment Issues. NUREG/CR-6093, Washington (USA), 1994
- [Beare 84] A. N. Beare, R. S. Dorris, C. R. Bovell, D. S. Crowe, E. J. Kozinsky,
A Simulator-Based Study of Human Errors in Nuclear Power Plant Control Room Tasks. NUREG/CR-3309, Washington (USA), 1984
- [DRS-A] *Deutsche Risikostudie Kernkraftwerke*.
Eine Studie der Gesellschaft für Reaktorsicherheit im Auftrag des Bundesministeriums für Forschung und Technologie.
Verlag TÜV Rheinland, Köln (D)
Hauptband, 1979, Fachbände 1 bis 8, 1980 bis 1981
- [DRS-B] *Deutsche Risikostudie Kernkraftwerke, Phase B*.
Gesellschaft für Reaktorsicherheit, Köln und Garching.
Verlag TÜV Rheinland, Köln (D), 1990
- [EPS 900] IPSN, Framatom,
EPS 900. A Probabilistic Safety Assessment of the Standard French 900 MWe Pressurized Water Reactor. Main Report. Raven International France, Clamart (F), 1990
- [EPS 1300] *EPS 1300. Probabilistic Safety Assessment of Reactor Unit 3 in the Paluel Nuclear Power Centre (1300 MWE). Overall Report*. Electricité de France (F), 1990
- [EPS 900] IPSN, Framatom,
EPS 900. A Probabilistic Safety Assessment of the Standard French 900 MWe Pressurized Water Reactor. Main Report. Raven International France, Clamart (F), 1990
- [EPS 1300] *EPS 1300. Probabilistic Safety Assessment of Reactor Unit 3 in the Paluel Nuclear Power Centre (1300 MWE). Overall Report*. Electricité de France (F), 1990
- [Gautschi 89] K. Gautschi,
Ausbildung und Übungen des Notfallstabs der Pikettingenieure und der Notfallequipen, in: [SVA 89]
- [Ghertman 85] F. Ghertman, P. Dietz,
Human Error Data Collection Analysis Program Undertaken since 1982 by Electricité de France with INPO. *Proceedings of the ANS/ENS Topical Meeting on Probabilistic Safety Methods and Applications*, Vol. 2, Paper 89. San Francisco (USA), 1985

- [Grote 93] K. Grote, C. Künzler,
Sicherheit in soziotechnischen Systemen. Zwischenbericht. ETH Zürich,
Polyprojekt „Risiko und Sicherheit technischer Systeme“, Polyprojekt-Bericht
05/93, Zürich, 1993
- [Hall 82] R. E. Hall, J. Fragola, J. Wreathall,
*Post Event Human Decision Errors: Operator Action Tree / Time Reliability
Correlation*. NUREG/CR-3010, Washington (USA), 1982
- [Hansmann 89] W. Hansmann,
Notfallübungen, Empfehlungen und Mitarbeit der Aufsichtsbehörden.
in: [SVA 89]
- [Hennings 96] W. Hennings, M. Madjar, R. Mock, B. Reer,
Aspekte der Risikoanalyse verfahrenstechnischer Anlagen.
ETH Zürich, Polyprojekt Risiko und Sicherheit, vdf Verlag der Fachvereine an
den schweizerischen Hochschulen und Techniken AG., Zürich (in Druck)
- [Hoffmann 89] E. Hoffmann,
Vorbereitung am Simulator zur Handhabung auch schwerer Störfälle,
in: [SVA 89]
- [IRS 72] *IRS Kurzinformationen*. Kernkraftwerk Obrigheim, Bersten eines
Entwässerungsbehälters durch Kühlmittelverlust über das
Entwässerungssystem. Institut für Reaktorsicherheit der Technischen
Überwachungsvereine (IRS), Köln (D), 1972
- [KFA 81] *Sicherheitsstudie für HTR-Konzepte unter deutschen Standortbedingungen,
Hauptband zur Phase I B*. Jül-Spez-136 Bd. 1, Kernforschungsanlage Jülich
GmbH (KFA) und Gesellschaft für Reaktorsicherheit (GRS) mbH, Jülich (D),
Dez. 1981
- [KFA 84] *Sicherheitstechnische Untersuchungen zum Störfallverhalten des HTR-500*,
Jül-Spez-240, Kernforschungsanlage Jülich GmbH (KFA), Jülich (D), Jan. 1984
- [Kosmowski 94] K. T. Kosmowski, G. Degen, J. Mertens, B. Reer,
*Development of Advanced Methods and Related Software for Human
Reliability Evaluation within Probabilistic Safety Analyses*.
Jül-2928, Forschungszentrum Jülich GmbH (KFA), Jülich (D), Juni 1994
- [Madjar 93] M. Madjar,
*Überblick über Methoden und Einflußgrößen bei der Risikoermittlung
chemischer Anlagen*. ETH Zürich, Polyprojekt „Risiko und Sicherheit
technischer Systeme“, Polyprojekt-Bericht 04/93, Zürich, 1993
- [Moieni 94] P. Moieni, J. Spurgin, A. Singh,
Advances in Human Reliability Analysis Methodology. Part I: Frameworks,
Models and Data, *Reliability Engineering and System Safety* 44 (1994),
pp. 27–55

- [Mosneron 92] F. Mosneron Dupin, G. Saliou, F. Lars,
Probabilistic Human Reliability Analysis: The Lessons Derived from Plant
Operation at Electricité de France. In: IAEA (Ed.), *Use of Probabilistic Safety
Assessment for Operational Safety. PSA '91. Proceedings of an International
Symposium, Vienna, June 3-7, 1991*. IAEA-SM-321/57, Wien (A), 1992
- [Oswald 82] A. J. Oswald, C. D. Gentillon, S. D. Matthers, T. R. Mitchum,
*Generic Data Base for Data and Models Chapter of the National Reliability
Evaluation Program (NREP) Guide*. EGG-EA-5887
Informal Report, EG&G Idaho, Inc., Idaho Falls (USA), 1982
- [PRA-PG] *PRA Procedures Guide – A Guide to the Performance of Probabilistic Risk
Assessments for Nuclear Power Plants. Final Report*.
NUREG/CR-2300, U.S. Nuclear Regulatory Commission, Washington (USA),
Jan. 1983
- [Rasmussen 79] J. Rasmussen,
*On the Structure of Knowledge - A Morphology of Mental Models in a Man-
Machine Context*. Risø-M-2192, Risø National Laboratory, Roskilde (DK),
1979
- [Reason 90] J. Reason,
Human Error. Cambridge University Press, New York (USA), 1990
- [Reer 94a] B. Reer,
Dynamische Analyseverfahren für Operateurhandlungen (DAO): Ein Verfahren
zur Quantifizierung der zeitabhängigen Zuverlässigkeit von Notfallmaßnahmen.
In: Deutsches Atomforum e.V. und Kerntechnische Gesellschaft e.V. (Hg.),
Jahrestagung Kerntechnik '94. Tagungsbericht. INFORUM
Verlagsgesellschaft, Bonn (D), 1994
- [Reer 94c] B. Reer,
Incorporation of Risk-Taking Behaviour into Human Reliability Analysis. In:
A. Stritar (Ed.), *International Meeting: PSA/PRA and Severe Accidents '94*.
Nuclear Society of Slovenia, Ljubljana, 1994
- [Roth-Seefried 89] H. Roth-Seefried,
Betriebsanweisungen zur Störfallbeherrschung bei Siemens/KWU-Druckwasser-
Reaktoren. In: [SVA 89]
- [Rumpf 96] J. Rumpf
Zusammenfassende Auswertung und Bewertung aktueller probabilistischer
Sicherheitsanalysen (PSA) für Kernkraftwerke im Ausland und zum Stand der
Sicherheitstechnik.
BMU-1996-465
- [Smidt 79] D. Smidt,
Reaktorsicherheitstechnik. Springer, Berlin (D), 1979
- [SVA 89] *SVA-Vertiefungskurs „Störfallmanagement in Kernkraftwerken“*.
Schweizerische Vereinigung für Atomenergie, Bern 1989

- [Swain 80] A. D. Swain, H. E. Guttman,
Handbook of Human Reliability Analysis with Emphasis on Nuclear Power Plant Applications. Draft Report. 1980
- [Swain 83] A. D. Swain, H. E. Guttman,
Handbook of Human Reliability Analysis with Emphasis on Nuclear Power Plant Applications. Final Report.
NUREG/CR-1278, Washington (USA), Aug. 1983
- [Swain 87] A. D. Swain,
Accident Sequence Evaluation Program Human Reliability Analysis Procedure. NUREG/CR-4772, Washington (USA), Feb. 1987
- [Swain 89] A. D. Swain,
Comparative Evaluation of Methods for Human Reliability Analysis. GRS-71,
Gesellschaft für Reaktorsicherheit (GRS) mbH, Garching (D), 1989
- [Villemeur 86] A. Villemeur, J. M. Moroni, F. Mosneron Dupin, T. Meslin,
A Simulator-Based Evaluation of Operator Behaviour by Electricité de France.
Proceedings of the International Meeting on Advances in Human Factors in Nuclear Power Systems, Knoxville, 21.-24. April 1986. American Nuclear Society, LaGrange Park (USA), 1986
- [Wakefield 92] D. I. Wakefield, G. W. Parry, G. W. Hannaman, A. J. Spurgin,
SHARPI - Revised Systematic Human Action Reliability Procedure, Final Report, TR-101711, Research Project 3206-01, Electric Power Research Institute, Palo Alto (USA), 1992
- [Wechsler 52] D. Wechsler,
Range of Human Capacities. Williams & Wilkins, Baltimore (USA), 1952
- [Whalley 89] S. P. Whalley, B. Kirwan,
An Evaluation of Five Human Error Identification Techniques. *5th International Loss Prevention Symposium, Oslo (N), 1989*
- [Zimolong 90] B. Zimolong,
Fehler und Zuverlässigkeit. In: C. F. Graumann et al. (Hg.), *Enzyklopädie der Psychologie, Themenbereich D, Serie III, Bd. 2.* Verlag für Psychologie Hogrefe, Göttingen (D), 1990

Umweltrisiken aus rechtlicher und technischer Sicht

- Analysen- und Versicherungsmöglichkeiten -

Volker Gasser

Gerling-Konzern
Im Klapperhof 13
50670 Köln

1. Einleitung

Risk-Management ist die unternehmerische Aufgabe, Risiken zu erkennen, vermeidbare Risiken zu verhindern und nicht ausschließbare Risiken durch geeignete Maßnahmen beherrschbar zu machen.¹ Für die Risikoeinschätzung in bezug auf die Einflüsse, die die Umwelt betreffen, ergeben sich besondere Schwierigkeiten. Einerseits werden sehr häufig rechtliche Normen innerhalb kurzer Zeit neu geschaffen, verändert oder ergänzt, andererseits laufend neue technische und toxikologische Erkenntnisse gewonnen. Beispielhaft kann hierfür der Wandel in der Beurteilung der chlorierten Kohlenwasserstoffe seit Mitte der 70er Jahre angeführt werden. In früherer Zeit galten chlorierte Kohlenwasserstoffe als "absolut unschädlich", erst in späteren Jahren stellte sich deren Bedenklichkeit heraus. Dies bedeutete aber, daß bei deren Anwendung zwischenzeitlich bereits Schäden gesetzt waren - zum Teil heutige Altlasten -, die man „damals“ nicht vorhersehen konnte. Ein vergleichbares Beispiel, das sowohl den Betriebsstätten- als auch den Produktbereich betrifft, ist die Problematik der Asbestprodukte. Auch hier wurde aufgrund neuer Erkenntnisse eine in früherer Zeit nicht zu beanstandende Verhaltensweise als Ursache für erhebliche Schäden erkannt.

Neben den technischen/naturwissenschaftlichen Fragen ergeben sich Unsicherheiten für die Quantifizierung des Umweltrisikos auch aufgrund rechtlicher Vorgaben; hier vor allem durch die Problematik der oftmals nicht vorhersehbaren Entwicklungen in der Gesetzgebung und insbesondere auch in der Rechtsprechung. Die Erfassung dieser Rechtsrahmen und deren Umsetzung in die Praxis des Risk-Managements ist ein sowohl organisatorisch als auch bezüglich der Bereitstellung von Fachkenntnissen aufwendiger Vorgang. Bereits die vorbereitenden Maßnahmen zur innerbetrieblichen Erstellung einer Risikodefinition bedeuten den Einsatz nicht unerheblicher Mittel.

¹ Siehe hierzu beispielsweise Braun, H., Risikomanagement, 1984; Brühwiler, B., Risk-Management, 1980; Krysteks U., Unternehmungskrisen 1987.

Sicherlich wird es niemals möglich sein, Risiken im Zusammenhang mit unternehmerischem/betrieblichem Handeln völlig auszuschließen. Das unternehmerische Bemühen in Richtung auf die wirtschaftliche Sicherung des Betriebes wird daher in den Zusammenhang "Risikominderung - Risikovorsorge - Erhöhung betriebswirtschaftlicher Sicherheit" zu stellen sein.

Dieser Sachverhalt wird im folgenden, mit Blick auf "die Umwelt",² näher untersucht. Es werden, unter besonderer Berücksichtigung des Umweltrisikos, Überlegungen zu der Frage der wirtschaftlichen, technischen und rechtlichen Abhängigkeit des Risk-Managements zu Produktion und Vertrieb angestellt. Grundlegende Ausführungen zum Risk-Management behandeln zunächst den Risikobegriff, die Risikoanalyse und die Risikovorsorge. Nach Beantwortung der Frage, wer die Risikovorsorge in einem Unternehmen wahrnehmen sollte, bildet eine Fassung des Begriffes "Umweltrisiko" den Übergang zu detaillierteren Beschreibungen ausgewählter Risikopotentiale und Schadensvermeidungsstrategien bezüglich des Umweltschutzes. Um die Notwendigkeit eines Risk-Managements zu belegen, werden die wichtigsten Aspekte des Umwelthaftungsgesetzes, des Produkthaftungsgesetzes, des Entwicklungsrisikos und der Störfallverordnung aufgezeigt. Haftungsgesichtspunkten wird dabei ein besonderer Stellenwert eingeräumt.

2. Grundlegende Aspekte des Risk-Managements

2.1. Aufgaben des Risk-Managements

"Risk-Management", wie es in der Einleitung verstanden wird, steht in einer mehrfachen Abhängigkeit zur inner- und außerbetrieblichen Entwicklung.³ Innovationen technischer und naturwissenschaftlicher Art, Veränderungen des rechtlichen und gesellschaftlichen Umfeldes sowie der Wandel in der Marktakzeptanz bestimmter Produkte stellen gleichzeitig - als Chance und Herausforderung - ein Risiko dar.

Warum derartige Veränderungen Risiken beinhalten, ist i. d. R. nicht erklärungsbedürftig. Unklarheit besteht aber zuweilen darüber, inwieweit eine verschärfte Risikosituation dennoch eine marktwirtschaftliche Chance darstellen kann. Zur Beantwortung dieser Fragestellung ist der Grundsatz heranzuziehen, daß die marktwirtschaftliche Akzeptanz eines Produktes einerseits von seinem Preis, seiner Qualität und der Auffindung von Märkten abhängig ist, andererseits aber auch von der im Vergleich mit Konkurrenzprodukten höheren Sicherheit. Ein

² Unter Umwelt wird hier, wie auch im folgenden, die ökologische Umwelt, die Natur, verstanden. Somit bilden die Risiken, die aus einem vermehrten Umweltschutz resultieren den Hintergrund der Betrachtungen.

³ Unter innerbetrieblichem Risiko wird beispielsweise das Anlagenrisiko und unter außerbetrieblichem Risiko die Wirkungen von Emissionen des Unternehmens verstanden.

Unternehmen, das mit geringer Sorgfalt produziert und schadenverursachende Produkte vertreibt, wird im Vergleich mit einem sorgfältigeren Unternehmen in Kürze, sowohl aufgrund von Schadensersatzforderungen als auch aufgrund des Verlustes der Marktakzeptanz auf den Absatzmärkten, erhebliche Einbrüche erfahren. Dies bedeutet wiederum, daß bei Verschärfung technischer und rechtlicher Vorgaben für die Betriebsstätten und die Produkte das "mangelhaft arbeitende Unternehmen" gegenüber dem "sorgfältig arbeitenden Unternehmen" erhebliche Wettbewerbsnachteile haben wird.

Die Notwendigkeit, in einem Unternehmen Überlegungen für das Risk-Management anzustrengen, ist zweifelsfrei gegeben. Aufbauend auf einer sachbezogenen Risikoanalyse, ist eine umfassende Risikovorsorge zu gewährleisten.⁴ Die angedeuteten permanenten Veränderungen der unternehmerischen Rahmenbedingungen zwingen dabei zu einer ständigen Aktualisierung.

2.1.1. Die Risikoanalyse

Ist eine der Aufgaben der Unternehmensleitung die Minderung des betrieblichen Risikos,⁵ so bedarf der Begriff "Risiko" zur Beschreibung dieser speziellen Aufgabenstellung einer Definition; denn selbst in der heutigen, normengeprägten Gesellschaft liegt eine allgemeingültige Maßeinheit für das "Risiko" nicht vor. Häufig wird Risiko unter dem Gesichtspunkt der Schadensqualität und/oder unter dem Gesichtspunkt der Schadensquantität beurteilt; allerdings bleibt der Faktor Zeit bei dieser ausschließlichen Betrachtungsweise unzulässigerweise unberücksichtigt. In der Erfassung des Risikos hat sich die Formel "Anzunehmende Zahl von Schäden, in bestimmter Höhe, in definierter Zeitspanne" (ZHZ) als praktikabel herausgestellt. Diese Definition beinhaltet Vorgaben für die Beurteilung des Nutzens risikomindernder Maßnahmen, denn das erkannte Risiko muß durch vertretbare Maßnahmen nach Quantität, Qualität und Häufigkeit auf einen betriebswirtschaftlich tragbaren Risikofaktor reduziert werden. Die Kenntnis von zu vermeidenden summenmäßig abschätzbaren Schadensszenarien ermöglicht den gezielten Einsatz von Mitteln zur Schadensvermeidung; diese Aufwendungen richten sich danach, bis zu welchem Grade "Sicherheit" durch das Unternehmen für notwendig erachtet wird. Die Abwägung "Kosteneinsatz zu Risikominderung" richtet sich also danach, wie kostenintensiv die Risikominderung im Vergleich zu den nicht mehr notwendig werdenden Aufwendungen für vermiedene Schäden ist.

⁴ Siehe hierzu beispielsweise Hertel, A., Risk Management, 1991; Gassner, E., Gefahrenabwehr, 1981; Gasser, V., et al., Umwelthaftung, 1992; Steger, U., Umweltmanagement, 1988.

⁵ Siehe dazu Anlage 1 des Anhangs, "Haftungsrisiken eines Unternehmens nach betriebsorganisatorischen Verursachungsbereichen".

Im Bereich der produktions- und vertriebsorientierten Betriebsführung bedeutet "Risiko" zunächst, daß sich durch die Herstellung, den Vertrieb und den Gebrauch des Produktes möglicherweise Gefahrenpotentiale verwirklichen können. Verfolgt man die Entstehung eines Produktes von der Idee bis hin zum Vertrieb, lassen sich eine Vielzahl betrieblich risikorelevanter Bezugspunkte konkretisieren. So beispielsweise die Konzeption des Produktes, seine Herstellungsverfahren, der Einsatz von Stoffen in der Produktion sowie die Vertriebsstrategien und die im Rahmen der Organisation des Unternehmens notwendigen Maßnahmen.

Um zu einer realistischen Einschätzung des tatsächlich vorliegenden Risikos zu kommen, verlangt eine konzeptionell erarbeitete, an den Maßstäben des besonders sorgfältigen Unternehmens gemessene Betriebsführung u. a. ein hohes Maß an Kenntnis bereits bekannter, vergleichbarer Risikotatbestände. Wenn auch die alte Weisheit "Aus Schaden wird man klug" sicherlich nach wie vor ihre Berechtigung hat, so ist jedoch nicht zwingend der eigene Schaden gemeint. Ein Unternehmen hat heute mehr denn je die Chance, aufgrund von Publikationen oder auch unter Zuhilfenahme von Datenbanken der branchenspezifischen Verbände und Organisationen Kenntnisse von signifikanten Schäden im In- und Ausland zu erlangen.

Oftmals gleichen sich sowohl Produktmängel als auch Betriebsstättenrisiken sehr stark, wenn man die branchenspezifischen Eigenheiten berücksichtigt. Dies läßt den Schluß zu, daß der Weg der "vergleichenden Risikoanalyse" noch nicht hinreichend beschritten wird. Daß diese Möglichkeit für ein mittleres oder kleineres Unternehmen oftmals aus wirtschaftlichen Gründen oder auch aus Fragen der Einsatznotwendigkeit von Mitarbeitern in anderen Gebieten nur sehr schwer zu realisieren ist, ist zuzugestehen. Es kann hierbei jedoch auf eine Vielzahl qualifizierter Beratungsunternehmen zurückgegriffen werden.

2.1.2. Die Risikovorsorge

Der Einsatz externer Berater ist möglicher Bestandteil einer Vorsorgestrategie,⁶ verursacht jedoch Kosten. Der Kostenfaktor ist bei Auswahl der Vorsorgestrategie eines Unternehmens sicherlich von besonderer Bedeutung. Die kalkulatorisch in die Selbstkosten einfließenden Ausgaben für Sicherungsmaßnahmen stellen letztlich jedoch kostenreduzierende Aufwendungen dar, da sie unter Umständen sehr hohe Schäden vermeiden helfen.

Für den Hersteller - beispielsweise einer in großer Menge vertriebenen toxischen Substanz - beinhaltet der gesamte Entstehungsprozeß eines Produktes auch die Planung und die

⁶ Weitere Vorsorgestrategien sind z. B. unternehmensintern erstellte Organisationsanalysen, die Überprüfung von Pflichtendelegationen und die Aktualisierung von Versicherungsverträgen. Siehe dazu auch Anlage 2 des Anhangs, "Abwehrorganisation betrieblicher Haftungsrisiken".

Entwicklung desselben. Während dieser Phasen wird in ein Produkt zwingend auch "das Risiko des Schadens" eingebaut, weshalb im Unternehmen Aufwendungen für die Risikovorsorge unerlässlich sind. Einerseits liegt dabei auf der Hand, daß Kostenanteile zur Risikovorsorge für eine hochkomplizierte, elektronisch gesteuerte Großmaschine anders anzusetzen sind als z. B. im Zusammenhang mit der Fertigung von Schrauben oder Bolzen. Andererseits ist jedoch durch den Einsatz von Produkten die mögliche Risikoverwirklichung weniger in dem Produkt selbst, als vielmehr in seiner großen Zahl zu suchen. So kann selbst ein äußerst simples Produkt, wie z. B. eine Schraube, durch die große Stückzahl ein höheres Risiko darstellen als die oben erwähnte technisch äußerst aufwendige Maschine. Es ist nämlich darauf abzustellen, daß bei Produkten, die in sehr großer Zahl hergestellt werden, deren Anwendungsbereiche kaum noch zu erkennen sind. Im Schadensfall ist es jedoch - und dies gilt nicht nur für die besonders strenge amerikanische Produkthaftungssituation in relativ kurzer Zeit möglich, den Verantwortlichen des Defekts, der den Schaden verursacht hat, zu identifizieren.⁷

Die Handhabung des "Bauelements Risiko", und damit auch die Handhabung der umweltbezogenen Risiken, obliegt im Fertigungsprozeß insbesondere dem Ingenieur und dem Techniker. Bezüglich ökologischer Aspekte kann dieser Mitarbeiterkreis letztlich aber nur dann tätig werden, wenn die Organisationsstruktur des Unternehmens einer umweltschonenden Betriebsführung einen vergleichbar hohen Stellenwert einräumt wie der Produktion. Dies muß durch die Unternehmensleitung gewährleistet werden.

Um alle anfallenden Aufgaben wahrzunehmen und die Unternehmensleitung bei deren Durchführung zu unterstützen, hat der Gesetzgeber eine nicht geringe Zahl von Beauftragten vorgesehen.⁸ Den gesetzlich fixierten "Betriebsbeauftragten für Umweltschutz" sind jedoch jeweils nur begrenzte Teilbereiche, hinsichtlich derer sie wirken sollen, zugeordnet. Ein für die betriebliche Praxis besonders wichtiger Beauftragter, nämlich der "Umweltschutz-Beauftragte", der im Sinne der Betriebsorganisation als "Allround-Beauftragter" für sämtliche Belange des Umweltschutzes zuständig ist, ist nirgendwo normiert. In größeren Unternehmen ist ein Mitarbeiter, der diese Aufgaben zu erfüllen hat, in aller Regel unmittelbar der Geschäftsleitung gegenüber verantwortlich. Eine solche organisatorische Einbindung hat den unabweisbaren Vorteil, daß Informationen zum Zwecke der Unternehmenspolitik direkt an die Entscheidungsträger gelangen, ohne einen Umweg über solche Stellen, die für die Verwirklichung von Umweltrisiken "zuständig" sein könnten. Darüber hinaus hat sich diese

⁷ Die Verbindung zwischen Risikovorsorge und Qualitätssicherung soll mit diesen wenigen Beispielen hinreichend angerissen sein.

⁸ Beispielsweise den Betriebsbeauftragten für Immissionsschutz gemäß § 53 des Bundes-Immissionsschutzgesetzes vom 14.05.1990 (dazu Kloepfer, M., Umweltschutz, 1991, BImSchG 600, S. 33), den Betriebsbeauftragten für Abfall gemäß § 11a des Abfallgesetzes vom 27.08.1986 (dazu Kloepfer, M., Umweltschutz, 1991, AbfG 300, S. 9 f.) und den Betriebsbeauftragten für Gewässerschutz gemäß § 21a des Wasserhaushaltsgesetzes vom 23.09.1986 (dazu Kloepfer, M., Umweltschutz, 1991, WHG 200, S. 17).

Verfahrensweise auch noch aus einem anderen Grund bewährt: Durch die direkte Unterstellung läßt sich insbesondere vermeiden, daß Budgetfragen - Risikominderung kostet immer Geld - einer "fremden" Kostenstelle angelastet werden und auf diese Weise die Umsetzung notwendiger Umweltschutzmaßnahmen nicht mit dem hinreichenden Nachdruck verfolgt wird.

Die Aufgabenübertragung an einen Mitarbeiter setzt in sicherheitsrelevanten Bereichen ein hohes Maß an Überprüfung der Sach- und Fachkenntnisse dieses Verantwortlichen voraus. Nur so läßt sich der Vorwurf der fehlerhaften Delegation von Aufgaben, dem sich Unternehmensleiter mitunter gegenübersehen, vermeiden. "Risk-Management by Organisation" bedeutet jedoch in gleicher Weise, daß die Erfüllung der Aufgabenstellungen sorgfältig zu kontrollieren ist. So kann beispielsweise der zu Beginn seiner Aufgabenwahrnehmung hinreichend geschulte und mit den notwendigen Unterrichtungen bedachte Mitarbeiter unter Umständen bereits nach einem Jahr schon nicht mehr den Anforderungen seines Aufgabenbereiches genügen. Die Verantwortlichkeit für möglicherweise daraus entstehende Nachteile würde in diesem Falle - zumindest auch - auf die Unternehmensleitung zukommen.

2.2. Das Umweltrisiko als kumuliertes Risiko

Stellt man umweltschutzbezogene Risiko-Überlegungen an, ist es wesentlich zu berücksichtigen, daß sich das Umweltrisiko nicht nur auf die Betriebsstätte beziehen kann.⁹ Zwar ist das neu gestaltete Umwelthaftungsgesetz ein "Recht der Haftung des Anlageninhabers"; dessenungeachtet ist nach dem "alten", aber nach wie vor gültigen Deliktrecht - insbesondere gemäß § 823 Abs. 1 BGB¹⁰ - ein Umweltschaden jedoch auch dann haftungsauslösend, wenn er durch das Produkt nach dessen Vertrieb herbeigeführt wird.

Es ist unstrittig, daß sowohl durch die Produktion als auch durch die Anwendung des Produktes Umweltschäden hervorgerufen werden können. Im Bereich der Produkthaftung ist seit dem 01.01.1990 die Gefährdungshaftung - d. h. Haftung auch ohne Verschulden - normiert, die sowohl für falsche Darbietung als auch für falsche gebrauchsanleitende Informationen und sich daraus ergebende Schäden haften läßt.¹¹ Das Produkt muß der Sicherheit entsprechen, mit der berechtigterweise zu dem Zeitpunkt, in dem es in den Verkehr gebracht wurde, gerechnet werden kann. Das Verbraucherrisiko ist bei einer nicht geringen Zahl von Produkten recht hoch. An dieser Stelle sollen zwar keine bestimmten Erzeugnisse aufgeführt werden, aber es ist vom Grundsatz her an alle individuell zu quantifizierenden, toxikologisch relevanten Stoffe zu denken. Kann in diesen Fällen eine Gebrauchsanweisung

⁹ Siehe dazu Anlage 1 des Anhangs, "Haftungsrisiken eines Unternehmens nach betriebsorganisatorischen Verursachungsbereichen".

¹⁰ Vgl. Palandt, O., Bürgerliches Gesetzbuch, 1991, S. 914 ff.

¹¹ Vgl. Produkthaftungsgesetz vom 15.12.1989, § 1; dazu Kullmann, H. J., Produkthaftungsgesetz, 1990, S. 15 und S. 28 ff.

oder eine andersartige Darbietung dazu Anlaß geben, das Produkt fehlerhaft einzusetzen, so wird der sich daraus ergebende Umweltschaden auch zu einem Schaden aus der Produkthaftung.

Verfolgt man den Gedanken des "kumulierenden Risikos Umwelthaftung/ Produkthaftung", so ergibt sich hieraus die Notwendigkeit, neben der Betriebsstättensicherheit gleichermaßen auch die Produktsicherheit in die betriebswirtschaftlich notwendigen "Schadensvermeidungsstrategien" einzubeziehen. Es ist angebracht, im Bereich des Sicherheitsmanagements beide Haftungspotentiale einander gegenüberzustellen: Produkthaftung und Umwelthaftung sind kumulierende Haftungstatbestände!

3. Notwendigkeit und ausgewählte Aspekte einer umweltschutzbezogenen Schadensvermeidungsstrategie

Der Gesetzgeber hat sich in den letzten Jahren erkennbar von den früher in der zivilrechtlichen Haftung nahezu ausschließlich geltenden Grundsätzen der Verschuldenshaftung¹² abgekehrt. Diese Entwicklung erstreckt sich insbesondere auf solche Regelsachverhalte, die den Schutz des einzelnen gegenüber einem wirtschaftlich stärkeren Hersteller, die Ahndung der Verursachung von Umweltkontaminationen oder besondere technisch-naturwissenschaftliche Sachverhalte betreffen. Beispielhaft für diese Entwicklung stehen das am 01.01.1990 in Kraft getretene Produkthaftungsgesetz, das Umwelthaftungsgesetz vom 10.12.1990 sowie das Gentechnikgesetz vom 20.04.1990. An die Stelle der Haftbarmachung aufgrund fahrlässigen oder vorsätzlichen Verhaltens (Verschulden), tritt die Haftung aufgrund der Verursachung eines Schadenssachverhaltes - im Falle der Ursachenvermutung nach § 6 Umwelthaftungsgesetz auch ohne konkreten Verursachernachweis.¹³ Entscheidend ist hierbei, daß die Möglichkeit einer Entlastung des in Anspruch genommenen Verursachers durch den Nachweis seines "Nichtverschuldens" entfällt.

Von den in diesem Bereich zu beobachtenden Gesetzesänderungen¹⁴ werden für die betriebliche Praxis, auch in bezug auf ein umweltbezogenes Risk-Management, vor allem das Produkthaftungsgesetz, das Umwelthaftungsgesetz sowie deren Zusammenwirken von besonderer Bedeutung sein.

¹² Haftung nur bei schadenverursachendem, fahrlässigem bzw. vorsätzlichem, rechtswidrigem Verhalten.

¹³ Vgl. Landsberg, G., Lülling, W., Umwelthaftungsrecht, 1991, S. 4 f.

¹⁴ Zum Beispiel auch Änderungen im Bundes-Immissionsschutzgesetz durch Aufnahme des § 52a "Mitteilungspflichten zur Betriebsorganisation"; siehe dazu Klopfer, M., Umweltschutz, 1991, BImSchG 600, S. 32 f.

3.1. Die Risikobereiche "Produkt" und "Betriebsstätte"

3.1.1. Das Produkthaftungsgesetz

Wesentlicher Inhalt des Produkthaftungsgesetzes ist die Regelung, daß der Hersteller von Produkten für die Fehler seiner Produkte zu haften hat, die beim Verwender oder bei unbeteiligten Dritten zu einem Schaden führen. Der Begriff der Fehlerhaftigkeit wird im Gesetz definiert. Im Grundsatz gilt, daß ein Produkt fehlerhaft ist, wenn es nicht die Sicherheit bietet, die unter Berücksichtigung aller Umstände berechtigterweise erwartet werden kann.¹⁵ Zur weitergehenden Spezifizierung hat der Gesetzgeber in dieser Normierung einige besondere Tatbestände aufgezählt, die er im Gesetzestext durch die Formulierung "insbesondere" hervorhob. Die Fehlerhaftigkeit eines Produktes kann danach insbesondere durch folgende Tatbestände gegeben sein:¹⁶

- Die Darbietung des Produktes ist unzulänglich.
- Der Gebrauch, mit dem billigerweise gerechnet werden kann, wurde bei der Sicherheitskonzeption nicht berücksichtigt.
- Zum Zeitpunkt, zu dem das Produkt in den Verkehr gebracht wurde, war es nicht mehr "den Sicherheitserwartungen entsprechend".

Darüber hinaus betont das Produkthaftungsgesetz bezüglich der Fehlerhaftigkeit eines Produktes aber ebenfalls ausdrücklich, daß ein Produkt nicht allein schon deshalb einen Fehler aufweist, weil zu einem späteren Zeitpunkt ein verbessertes Produkt in den Verkehr gebracht wurde.¹⁷ Der Gesetzgeber legt ferner fest, daß als "Hersteller", der für die Fehlerhaftigkeit eines Produktes und deren Folgen haftet, nicht nur derjenige anzusehen ist, der das Endprodukt auf den Markt bringt. Hersteller ist darüber hinaus auch derjenige, der Grundstoffe oder Teilprodukte herstellt, die in ein fehlerhaftes Produkt eingehen. Um den Schutz des Verbrauchers zu erhöhen und die Durchsetzung von Ansprüchen zu erleichtern, werden darüber hinaus auch Personen als Hersteller in die Pflicht genommen, die sich durch Aufbringung ihres Firmenzeichens etc. auf ein von einem anderen Produzenten hergestelltes Produkt nach außen hin als dessen Hersteller ausgeben.¹⁸

¹⁵ Vgl. Produkthaftungsgesetz vom 15.12.1989, § 3, Abs. 1; dazu Kullmann, H. J., Produkthaftungsgesetz, 1990, S. 16 und S. 66 ff.

¹⁶ Vgl. Produkthaftungsgesetz vom 15.12.1989, § 3, Abs. 1; dazu Kullmann, H. J., Produkthaftungsgesetz, 1990, S. 16.

¹⁷ Vgl. Produkthaftungsgesetz vom 15.12.1989, § 3, Abs. 2; dazu Kullmann, H. J., Produkthaftungsgesetz, 1990, S. 16 und S. 66 ff.

¹⁸ Vgl. Produkthaftungsgesetz vom 15.12.1989, § 4; dazu Kullmann, H. J., Produkthaftungsgesetz, 1990, S. 16 und S. 85 ff.

Die Entlastungsmöglichkeiten für den "Hersteller" sind im Gesetz enumerativ enthalten,¹⁹ wobei die folgenden Sachverhalte in der praktischen, betrieblichen Situation von besonderer Bedeutung sein werden. Der Hersteller haftet nicht, wenn:

- 1) nach den Umständen davon auszugehen ist, daß das Produkt den schadensursächlichen Fehler noch nicht aufwies, als der Hersteller es in den Verkehr brachte,
- 2) der Fehler nach dem Stand von Wissenschaft und Technik zu dem Zeitpunkt, zu dem der Hersteller das Produkt in den Verkehr brachte, nicht erkannt werden konnte ("Entwicklungsrisiko") und
- 3) er Produzent eines schadenverursachenden Teilproduktes ist, das erst aufgrund eines fehlerhaften Einbaus in das Endprodukt den Schaden verursacht hat.

Für die betriebliche Praxis ist die im Gesetz geregelte Beweislast oftmals entscheidend. "Ist streitig, ob die Ersatzpflicht ... ausgeschlossen ist, so trägt der Hersteller die Beweislast."²⁰ Dies bedeutet, daß - und hier sei auf die drei genannten Entlastungssachverhalte Bezug genommen - der Hersteller in der Lage sein muß darzulegen, daß nach den Umständen davon ausgegangen werden kann, daß das Produkt fehlerfrei war, als es in den Verkehr gebracht wurde.

Für ein Unternehmen wird eine solche Entlastungsmöglichkeit häufig nur dann gegeben sein, wenn durch Dokumentation und Qualitätssicherung sowie eindeutige und zweifelsfreie Darlegung der Vertriebswege die Überzeugung vermittelt werden kann, daß die Fehlerfreiheit zu dem oben angesprochenen Zeitpunkt vorlag. Ausschließlich für den Fall eines neuen Produktes bietet das Entwicklungsrisiko für den Hersteller eine zusätzliche Entlastungsmöglichkeit von der Schadensersatzpflicht. Dabei ist berücksichtigt, daß neue Produkte, auch wenn sie nach dem Stand von Wissenschaft und Technik konzipiert worden sind, dennoch Risiken enthalten können.²¹

3.1.2 Das Umwelthaftungsgesetz

Wesentlich weitgehender sind die im Umwelthaftungsgesetz enthaltenen Regelungen, die am 01.01.1991 in Kraft traten. Das Umwelthaftungsgesetz verpflichtet den Inhaber bestimmter Anlagen zum Schadensersatz, wenn der Geschädigte durch Umwelteinwirkungen Nachteile

¹⁹ Vgl. Produkthaftungsgesetz vom 15.12.1989, § 1, Abs. 2; dazu Kullmann, H. J., Produkthaftungsgesetz, 1990, S. 15 und S. 28 ff.

²⁰ Produkthaftungsgesetz vom 15.12.1989, § 1, Abs. 4, Satz 2; dazu Kullmann, H. J., Produkthaftungsgesetz, 1990, S. 15.

²¹ Vgl. dazu auch Gliederungspunkt 3.2.1.

erlitten hat. Geschützte Rechtsgüter sind in diesem Falle die körperliche Unversehrtheit und die Gesundheit der Menschen sowie Sachen.

Für den Inhaber einer oder mehrerer vom Umwelthaftungsgesetz erfaßten Anlagen und dies ist eine sehr große Zahl von technischen Einrichtungen²² - spricht das Gesetz die Haftung auch bei genehmigtem, Gesetzen und Verordnungen entsprechendem und nach dem Stand von Wissenschaft und Technik durchgeführtem Betrieb aus. Das Gesetz stellt also ausschließlich darauf ab, ob der Schaden über eine Umwelteinwirkung entstanden ist, die ihren Ursprung in der angesprochenen Anlage hat (Verursacherprinzip). Es entsteht ein Schaden durch eine Umwelteinwirkung dann, wenn er "durch Stoffe, Erschütterungen, Geräusche, Druck, Strahlen, Gase, Dämpfe, Wärme oder sonstige Erscheinungen verursacht worden ist, die sich in Boden, Luft oder Wasser ausgebreitet haben."²³

Weitere wesentliche Regelungsinhalte des Gesetzes über die Umwelthaftung sind die "Ursachenvermutung" (§ 6 Abs. 1 UmweltHG)²⁴ sowie der "Auskunftsanspruch des Geschädigten gegen den Inhaber einer Anlage" (§ 8 Abs. 1 Umwelt HG)²⁵.

Die Ursachenvermutung geht davon aus, daß der Schaden durch eine Anlage verursacht ist, wenn diese nach den Gegebenheiten des einzelnen Falles dazu "geeignet war". Der Nachweis, daß ein Schaden tatsächlich von einer bestimmten Anlage verursacht wurde, entfällt. Das Gesetz setzt somit zwar eine Vermutung anstelle der nachgewiesenen Kausalität, der Anlageninhaber hat jedoch die Möglichkeit, durch Darlegung und Beweis der Einhaltung seiner besonderen Betriebspflichten²⁶ die Vermutung im Sinne des § 6 Abs. 2 Umwelt-HG zu entkräften.²⁷ Die Anforderungen an eine solche "Vermutungswiderlegung" sind jedoch sehr hoch und können im Ergebnis nur durch eine lückenlose Darstellung des ordnungsgemäßen, die besonderen Betriebspflichten berücksichtigenden Verfahrens erfüllt werden. Der Auskunftsanspruch des Geschädigten zwingt den Inhaber einer Anlage zur Offenlegung der möglicherweise schadenverursachenden Sachverhalte.

²² Siehe hierzu Anhang 1 zu § 1 des Umwelthaftungsgesetzes vom 10.12.1990 (z. B. in Landsberg, G., Lülling, W., Umwelthaftungsrecht, 1991, S. 12 ff.), in dem 96 Anlagetypen aufgeführt sind.

²³ Umwelthaftungsgesetz vom 10.12.1990, § 3, Abs. 1; dazu Landsberg, G., Lülling, W., Umwelthaftungsrecht, 1991, S. 104.

²⁴ Siehe dazu Landsberg, G., Lülling, W., Umwelthaftungsrecht, 1991, S. 133 ff.

²⁵ Siehe dazu Landsberg, G., Lülling, W., Umwelthaftungsrecht, 1991, S. 183 und S. 186 ff.

²⁶ Gemäß § 6 Abs. III des Umwelthaftungsgesetzes vom 10.12.1990 sind besondere Betriebspflichten "... solche, die sich aus verwaltungsrechtlichen Zulassungen, Auflagen und vollziehbaren Anordnungen von Rechtsvorschriften ergeben, soweit sie die Verhinderung von solchen Umwelteinwirkungen bezwecken, die für die Verursachung des Schadens in Betracht kommen."; dazu Landsberg, G., Lülling, W., Umwelthaftungsrecht, 1991, S. 133.

²⁷ Vgl. Landsberg, G., Lülling, W., Umwelthaftungsrecht, 1991, S. 133 ff.

Für Unternehmen leiten sich auch aus dem Umwelthaftungsgesetz erhebliche zusätzliche Risiken ab, die einer entsprechenden Vorsorge bedürfen. Im Streitfall werden, ähnlich wie bei der Produkthaftung, Dokumente und technische Aufzeichnungen, die die "Nichtursächlichkeit" des in Anspruch genommenen Anlageninhabers beweisen, unerläßliches prozessuales Hilfsmittel sein.

3.2. Überschneidungen der Risikobereiche "Produkt" und "Betriebsstätte"

3.2.1. Entwicklungsrisiko und Umwelt-Haftpflichtversicherung

Eine Besonderheit im Zusammenwirken von Produkthaftung und Umwelthaftung wird es sein, daß das Entwicklungsrisiko nach dem Produkthaftungsgesetz für den Hersteller von Waren haftungsentlastend wirkt, das Entwicklungsrisiko bei Umweltschadenssachverhalten für den Inhaber von Anlagen nach dem Umwelthaftungsgesetz jedoch keineswegs zu dessen Entlastung führt. Zur Verdeutlichung sei folgender Sachverhalt angeführt:

Beispiel:

Der Produzent eines Rohstoffes für die Herstellung eines Endproduktes prüft vor Weitergabe dieser Substanz deren Toxizität. Unter Hinzuziehung aller Erkenntnisse aus Wissenschaft und Technik kommt er zu dem Ergebnis, daß dieser Stoff nicht toxisch sein kann. Die Prüfung hat fehlerfrei stattgefunden und entspricht dem Erkenntnisstand.

Die Substanz wird in eine Anlage, die vom Umwelthaftungsgesetz erfaßt wird, eingebracht. Sowohl Hersteller als auch Anlageninhaber dürfen nach den Erkenntnissen, die zu diesem Zeitpunkt vorliegen, davon ausgehen, daß ein "nachweislich" unschädlicher Rohstoff vorliegt.

Nach einer Reihe von Jahren wird jedoch durch die fortschreitende wissenschaftliche Forschung erkannt, daß die angesprochene Substanz hochtoxisch ist. Schäden Dritter werden geltend gemacht. Verklagt werden sowohl der Hersteller des Rohstoffes als auch der Inhaber der Anlage, in der der Rohstoff den damaligen Erkenntnissen entsprechend gelagert und aufgrund der seinerzeit berechtigterweise zugrundegelegten "Nichttoxizität" ohne besondere Sicherheitsvorkehrungen gehandhabt wurde.

Während sich im obigen Beispiel der Hersteller des Rohstoffes darauf berufen kann, daß es sich im vorliegenden Fall um ein "haftungsbefreiendes Entwicklungsrisiko" handelt, ist der Inhaber der Anlage haftpflichtig, da diese Entlastungsmöglichkeit im Umwelthaftungsgesetz nicht normiert ist. Eine solch unterschiedliche Wertung bei der Zurechenbarkeit von Verantwortung für Schäden bedeutet, daß den Inhaber einer Anlage ein unter Umständen exorbitant höheres

Haftungsrisiko treffen kann. Ein verantwortungsvolles Management trifft für solche Risiken eine entsprechende Vorsorge, die zusammen mit der Ausschöpfung von Schadensvermeidungsmöglichkeiten zwingend auch eine Versicherung für die Folgen dennoch entstehender Schäden beinhalten muß. In der für die Versicherung besonders relevanten Sparte "Umwelt-Haftpflichtversicherung" sind die folgenden neuen Gesichtspunkte zu beachten:

Im Oktober 1991 wurde seitens der Haftpflichtversicherer ein Versicherungsmodell für Umweltrisiken vorgestellt. Die Notwendigkeit der Novellierung des Deckungskonzeptes ergab sich aus dem Umwelthaftungsgesetz vom 10.12.1990. Bei der Ausgestaltung des Modells wurde versucht, den Belangen der Industrie und des Gewerbes weitestgehend entgegenzukommen.

Der Umwelt-Haftpflichtdeckung liegen die bekannten Allgemeinen Versicherungsbedingungen für Haftpflichtversicherung (AHB), die die gesetzlichen Haftpflichtansprüche privatrechtlichen Inhalts aus Personen- und Sachschäden im bedingungsgemäßen Rahmen decken, zugrunde. Von einer Umwelt-Haftpflichtversicherung werden diese Schäden in dem Maße gedeckt, in dem sie durch Umwelteinwirkungen auf Boden, Luft oder Wasser begründet sind. Darüber hinaus werden Vermögensschäden bestimmten Umfangs - z. B. aus der Verletzung von Aneignungsrechten (Fischerei etc.) und aus der Verletzung des Rechts am eingerichteten, ausgeübten Gewerbebetrieb oder des wasserrechtlichen Benutzungsrechtes - versichert. Als wesentliche Regelungsinhalte des Versicherungsmodells für Umweltrisiken sind weiterhin hervorzuheben:

- **Versicherungsfall: Manifestation**

Die bisherige Schadensereignisdefinition, als Versicherungsfall, hat sich bei Langzeit-Umweltschäden und Altlastenproblemen nicht bewährt. Die im Modell erfolgte Neudefinition des Versicherungsfalls, nach "Manifestation", bedeutet eine für den Versicherungsnehmer wesentlich leichter konkretisierbare zeitliche Anknüpfung: Versicherungsfall ist die nachprüfbar erste Feststellung des Personen- oder Sachschadens durch den Geschädigten, einen sonstigen Dritten oder den Versicherungsnehmer.

- **Eigenschäden**

Die in älteren WHG-Policen - es wurden Ansprüche aus Gewässerkontaminationen nach dem Wasserhaushaltsgesetz und anderen Rechtsgrundlagen versichert - mitversicherten bestimmten Eigenschäden an unbeweglichen Sachen des Versicherungsnehmers (Grundstücke etc.) sind nicht von der Versicherung erfaßt.

- **Rettungskosten**

Gedeckt sind die Aufwendungen zur Vermeidung eines ansonsten eintretenden gedeckten Personen- oder Sachschadens - was die Folgen der Beschädigung des Grundstücks beinhaltet -, soweit es sich um bis dahin nicht geschädigte Teile handelt, die aufgrund von gedeckten Rettungsmaßnahmen aufgeopfert werden müssen.

- **Normalbetrieb**

Die Frage der Deckung des Normalbetriebes stellt eine der schwierigsten Deckungspotentiale dar. Hier gilt der folgende Grundsatz: "Kleckerschäden" durch verschüttete, abtropfende, ablaufende etc. Stoffe, die in Boden und Gewässer gelangen, sind nicht gedeckt. Das gleiche gilt für Schäden aus dem Normalbetrieb, die betriebsbedingt durch unvermeidbare, notwendige oder in Kauf genommene Umweltwirkungen entstehen.

Eine wesentliche Erweiterung der Deckung in bezug auf den Normalbetrieb ist die Abkehr von der Voraussetzung der Betriebsstörung; versichert ist der Schaden aus dem Normalbetrieb dann, wenn der Versicherungsnehmer nachweist, daß er zum Zeitpunkt der Umwelteinwirkung nach dem Stand der Technik die Möglichkeit derartiger Schäden nicht kannte und nicht kennen mußte. Das heißt: das aus der Produkthaftung bekannte und dort haftungsentlastend wirkende Entwicklungsrisiko, das im Umwelthaftungsgesetz nicht haftungsentlastend wirkt, ist in die Deckung aufgenommen.

- **Beendigung des Versicherungsvertrages**

Bei Beendigung des Versicherungsvertrages wird eine dreijährige Nachhaftungsfrist (Deckung nach Vertragsende) eingeräumt. Bedeutung gewinnt dies für solche Schäden, die während des Vertrages eingetreten sind, aber erst nach Ende des Vertragsverhältnisses, innerhalb von drei Jahren, festgestellt werden. Für diese dreijährige Frist besteht in Höhe des unverbrauchten Teils der Versicherungssumme des letzten Jahres Deckung.

Grundlage jeder Versicherungsdeckung ist die präzise und konkrete Erfassung des Risikos. Künftig wird der Versicherer neben der Zurverfügungstellung auch hoher Deckungssummen noch stärker darauf achten, inwieweit das angetragene Risiko, als objektives Risiko (technisch/naturwissenschaftlich) und als subjektives Risiko (Handhabung der Anlagen durch den Inhaber und seine Mitarbeiter), gedeckt werden kann. Dies wird zukünftig eine noch intensivere Risikoanalyse bedingen, welche gegebenenfalls auch Maßnahmen zur Risikominderung vorgeben wird.

3.2.2. "Störfall"

Ein ebenfalls sowohl der Betriebsstätte als auch dem Produkt zuzurechnender Risikobereich ist der des "Störfalls".²⁸ Die 12. Verordnung zur Durchführung des Bundesimmissionsschutzgesetzes (Störfallverordnung) verlangt von einer sehr großen Zahl von Unternehmen, die durch Anhänge zur Störfallverordnung näher definiert bzw. über die vierte Bundesimmissionsschutzverordnung benannt worden sind, ein Höchstmaß an Sorgfalt bei der Betriebsführung.²⁹ Um dieser Sorgfalt zu genügen, ist jedoch nicht nur das eigene Unternehmen zu überprüfen, sondern ebenfalls das in der Nachbarschaft (oftmals "Mauer an Mauer") gelegene fremde Betriebsgrundstück.

Die Störfallverordnung schreibt vor, daß die Sicherheitsüberlegungen auch solche Tatbestände erfassen müssen, die erst durch bestimmte, von außen hinzutretende Einflüsse zu einem - sowohl die Allgemeinheit als auch die Mitarbeiterschaft betreffenden - sicherheitsbedrohenden Schaden führen können.³⁰ Hierbei sind die Produkte und die Produktionsstätte zu berücksichtigen, wobei insbesondere auch auf die Gefahr des übergreifenden Feuerschadens hinzuweisen ist. Gerade dieses Risiko sollte als sehr hoch eingeschätzt werden, denn nur selten wissen Nachbarbetriebe voneinander, was auf der jeweils anderen direkt angrenzenden Betriebsfläche an Stoffen vorhanden ist. So entsteht in einer Vielzahl von Fällen erst durch einen Brand ein neuer, vorher so nicht vorhandener Stoff, der häufig schädlicher ist als die Ausgangsstoffe. Die chemischen Reaktionen können somit ein wesentlich höheres Schadenspotential als der "einzelne Stoff an sich" bedingen.

Eine Nichtbeachtung der Vorschriften der Störfallverordnung kann dazu führen, daß sich das Unternehmen bereits aus dieser Tatsache heraus gegenüber den geschädigten Nachbarn "voll in der Haftung" befindet. Die Überlegung, daß das Risk-Management nur den eigenen Betrieb zu beobachten habe, nicht jedoch auch das nachbarschaftliche Umfeld, ist unter Maßgabe der Störfallverordnung nicht haltbar.

4. Schlußbetrachtung

Die Ausführungen zeigen, daß das geltende Produkthaftungs- und Umwelthaftungsrecht vom Inhaber eines Unternehmens sowohl bei der Herstellung und dem Vertrieb von Waren als auch beim Betrieb von umweltrelevanten Anlagen eine gesteigerte Sorgfalt verlangen. Da es aber

²⁸ Im Sinne der Störfallverordnung vom 20.09.1991, § 2, Abs. 1; dazu Kloepfer, M., Umweltschutz, 1991, 12. BImSchV 654, S. 2.

²⁹ Vgl. Störfallverordnung vom 20.09.1991, § 3, Abs. 1 und 2; dazu Klöpfer, M., Umweltschutz, 1991, 12. BImSchV 654, S. 2.

³⁰ Vgl. Störfallverordnung vom 20.09.1991, § 7; dazu Kloepfer, M., Umweltschutz, 1991, 12. BImSchV 654, S. 4f.

sicherlich nicht möglich sein wird, alle denkbaren Schadensursachen auszuschließen, bedingen die Anforderungen, die Produkthaftung und Umwelthaftung an die betriebliche Praxis stellen, ein flächendeckendes System von Entlastungsdokumentation und "Beweisprophylaxe", das einen ausreichend langen Zeitraum berücksichtigt. Es kann davon ausgegangen werden, daß sich in Zukunft ein in Anspruch genommener Hersteller/Anlageninhaber nur noch dann vor ungerechtfertigten Haftungsansprüchen schützen kann, wenn er durch umfassende Dokumentationen den Beweis der "Nichtursächlichkeit" für Schäden antritt. Letzteres dürfte nicht einfach sein, da das Gericht sicher sehr hohe Anforderungen an den Vortrag des in Anspruch genommenen Produzenten stellen wird.

Somit stehen heute einerseits das Recht sowie andererseits Naturwissenschaft und Technik zu den beiden haftungsrechtlich kumulierenden Gesetzen in einer früher so nicht gekannten Wechselwirkung. Deshalb ist für die unternehmerische Haftungsprophylaxe die betriebliche Risikominderung nur noch in Zusammenarbeit mit umfassendem Risk-Management möglich. Risk-Management und betriebliche Risikominderung bedeuten jedoch nicht nur unternehmerische Haftungsprophylaxe, sondern in gleicher Weise u. a. auch den Schutz der Unternehmensverantwortlichen und der Mitarbeiter vor dem Risiko strafrechtlicher Verfolgung.³¹

Die Rechtsprechung hat immer wieder erkennen lassen, daß im Rahmen der Organisation die Qualität der Unternehmensleitung gleichzeitig ein Indiz für die Bewertung strafrechtlich relevanten Verhaltens ist. Ein Manager, der die Organisationsstrukturen seines Hauses nicht nach den Grundsätzen der sorgfältigen Delegation und sorgfältigen Kontrolle handhabt, wird im Falle eines Schadens zumindest wegen fahrlässigen Verhaltens strafrechtlich in die Verantwortung genommen. In der Vergangenheit ist es nicht selten vorgekommen, daß - um einer "Formalie" zu genügen - Mitarbeiter mit einem neuen Aufgabengebiet "überzogen" wurden.

Als grundsätzliches Ergebnis läßt sich festhalten, daß ein sorgfältig arbeitendes Unternehmen Risk-Management betreiben muß. Ein erfolgreiches Risk-Management wird eine der wesentlichen Voraussetzungen für den marktwirtschaftlichen Erfolg sein und die Existenz des Unternehmens sichern. Risk-Management ist somit Aufgabe der Chefetage, von der aus jede Hierarchiestufe des Unternehmens für dieses Ziel zu motivieren ist. Ein Unternehmen, das seine Risiken ernsthaft zu beherrschen versucht, hat dafür einen Kosteneinsatz zu erbringen, sollte diesen betriebswirtschaftlich aber auf der "Habenseite" verbuchen. Diese Einschätzung

³¹ Grundsatz des deutschen Strafrechts ist es, daß nicht die juristische Person, das "Unternehmen", sondern die natürliche Person - der Vorstand, der Geschäftsführer, der Mitarbeiter - strafrechtlich verantwortlich gemacht werden. Das heißt: Neben den zivilrechtlichen Sanktionen gegen das Unternehmen, und gegebenenfalls gegen den Verantwortlichen im Unternehmen, greift die strafrechtliche Sanktion unmittelbar gegen die Angehörigen des Unternehmens.

ergibt sich daraus, daß selbst das produktivste und mit dem besten Marketing versehene Unternehmen nicht profitabel arbeiten kann, wenn es nicht Vorsorge gegen den Eintritt von oftmals sehr kostspieligen Schadensersatzverpflichtungen getroffen hat.

Literaturverzeichnis

Braun, H., [Risikomanagement, 1984]: Risikomanagement - Eine spezifische Controllingaufgabe, Darmstadt 1984.

Brühwiler, B., [Risk-Management, 1980]: Risk-Management - eine Aufgabe der Unternehmensführung, Schriftenreihe des Instituts für Betriebswirtschaftliche Forschung an der Universität Zürich, Band 36, Bern/Stuttgart 1980.

Gasser, V., Friedenstab, T., Dahnz, W., Elfgen, R., Ganse, J., Maas, P., (Hrsg.), [Umwelthaftung, 1992]: Umwelthaftung und ihre Auswirkung auf die Unternehmenspraxis, Umweltsicherheitsmanagement im Spannungsfeld von Mensch, Organisation und Technik, Köln 1992.

Gassner, E., [Gefahrenabwehr, 1981]: Naturschutz als Gefahrenabwehr, in: Natur und Recht, 3. Jg. 1981, Heft 1, S. 6-11.

Hertel, A., (Hrsg.) [Risk Management, 1991]: Risk Management in der Praxis, Köln 1991.

Kloepfer, M., [Umweltschutz, 1991]: Umweltschutz, Textsammlung des Umweltrechts der Bundesrepublik Deutschland, München, Stand: 01.09.1991.

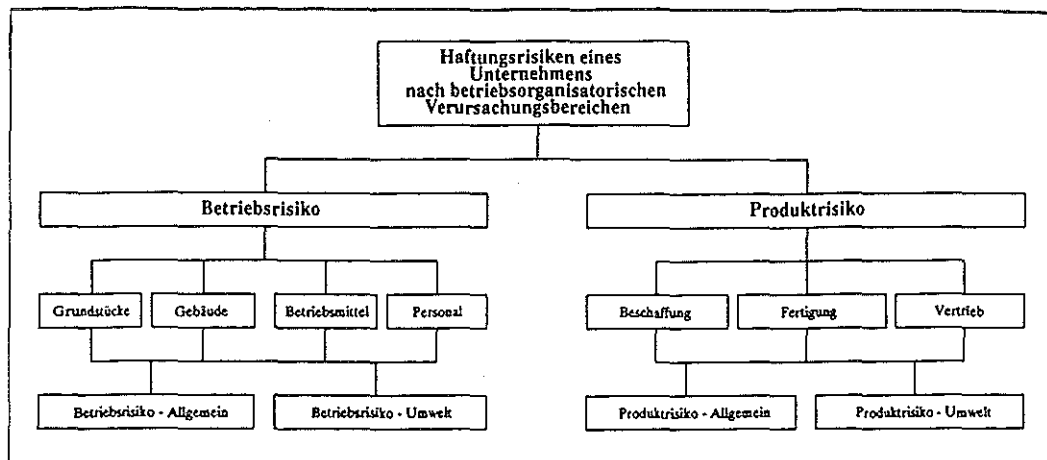
Krystek, U., [Unternehmenskrisen, 1987]: Unternehmenskrisen: Beschreibung, Vermeidung und Bewältigung überlebenskritischer Prozesse in Unternehmen, Wiesbaden 1987.

Kullmann, H. J., [Produkthaftungsgesetz, 1990]: Produkthaftungsgesetz, Kommentar, Berlin 1990.

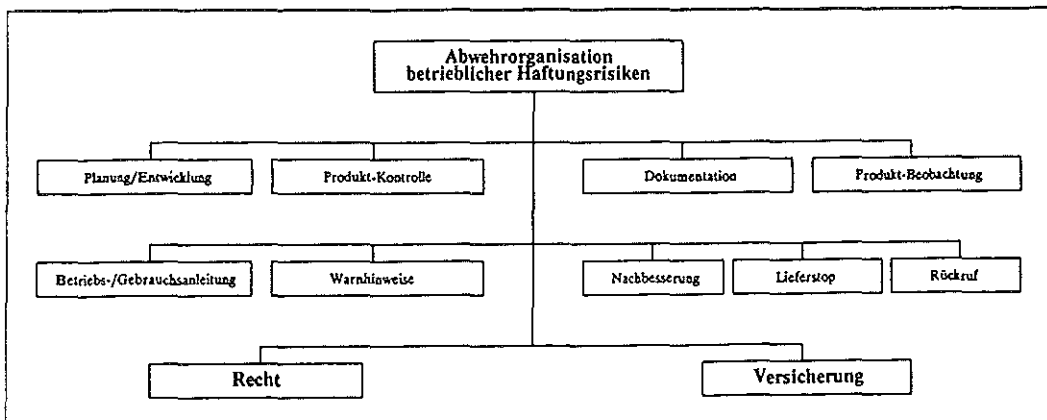
Landsberg, G., Lüßling, W., [Umwelthaftungsrecht, 1991]: Umwelthaftungsrecht, Kommentar, Köln/Stuttgart 1991.

Palandt, O., [Bürgerliches Gesetzbuch, 1991]: Bürgerliches Gesetzbuch, Kommentar, Becksche Kurzkommentare, Band 7, 50. Aufl., München 1991.

Steger, U., [Umweltmanagement, 1988]: Umweltmanagement, Erfahrungen und Instrumente einer umweltorientierten Unternehmensstrategie, Wiesbaden 1988.



Anlage 1



Anlage 2

Energieversorgung, Umwelt und internationale Sicherheit

Wolfgang Fischer, Gotthard Stein

Programmgruppe Technologiefolgenforschung (TFF)

Forschungszentrum Jülich GmbH

52425 Jülich

Energiepolitik ist heute nicht populär. Das Thema dieser Tage ist die möglichst weitgehende „Deregulierung“ und „Freisetzung der Marktkräfte“ auch im Energiesektor, um sich im Zeitalter einer „Globalisierung“, die jeder gesehen, aber keiner genau erkannt hat, den neuen Herausforderungen zu stellen. Zugleich rückt auf einer Bühne der internationalen Politik, im Umwelt- und Klimaschutz, gerade die Energiepolitik in den Mittelpunkt, und die Botschaft, nimmt man sie ernst, widersetzt sich dem Geist der Zeit: Markt- und Energiewirtschaft bedürfen (weltweit) einer politischen Einhegung, die nicht Marktgesetze verdrängt, ihnen aber einen Rahmen gibt und ihre Sehschwächen korrigiert. Zu diesen Schwächen gehört nicht nur die ökologische, sondern auch die versorgungspolitische. Die beiden Ölkrisen haben gezeigt, daß die Beschneidung der Energielieferungen rasch Gefahren für die wirtschaftliche und die internationale Sicherheit nach sich ziehen, wenn die importabhängigen Staaten keine Vorsorgemaßnahmen getroffen haben. Diese Maßnahmen sind nur zum kleineren Teil ein Produkt der Marktprozesse. Deshalb muß Politik die Rahmenbedingungen für Versorgungssicherheit setzen. Dies ist ohne Energiepolitik nicht möglich.

Diese Arbeit konzentriert sich auf die langfristigen Probleme der Versorgung Europas mit Erdöl bzw. Erdgas und die Möglichkeiten der Krisenvorsorge. Fragen sind: Welche politischen Risiken bestehen für die Importe von Öl und Gas nach Europa? Über welche Instrumente verfügen die importabhängigen Staaten, um eine störungsarme Versorgung sicherzustellen? Wie wirksam sind diese Instrumente und können Störungen der Versorgung, Folge von Krisen in Förderländer, von Unterbrechungen der Versorgungsrouten etc., abgewendet oder zumindest ihre Folgen gemindert werden?

Die Ergebnisse sind wenig spektakulär: Die Risiken bei der Versorgung mit Erdöl werden für die importabhängigen europäischen Staaten schon mittelfristig zunehmen, die beim Erdgas erst sehr langfristig (ungefähr ab dem Jahre 2020), da Europa über eine gute eigene Ressourcenbasis verfügt. Die Instrumente zur Bewältigung von Erdölkrisen müssen gepflegt und die heute erst ansatzweise vorhandenen Instrumente für potentielle Krisen der Gasversorgung müssen auf- bzw. ausgebaut werden. Eine wichtige Bedeutung für die

Versorgungssicherheit hat die Bereitstellung neuer flüssiger Energieträger aus politisch stabilen Regionen.

Der Blick in einer fernere Zukunft zeigt, daß das Thema Versorgungssicherheit zwar nicht mehr, wie noch vor zwanzig Jahren, die Bühnen der Weltpolitik bestimmen, aber in den nächsten Dekaden wieder mehr Aufmerksamkeit finden wird. Das Zeitalter der Energiepolitik und der Politik zur Wahrung der Versorgungssicherheit ist noch nicht zu Ende.

Versorgungssicherheit als Aufgabe der Energiepolitik

Energiepolitik ist eine Aufgabe staatlichen Handelns und Vorsorge. Die Energiepolitik der westlichen Industrieländer ist von fünf, nicht jederzeit widerspruchsfreien, Zielsetzungen dominiert (vgl. Michaelis, 1995): eine (i) preiswerte und (ii) umweltfreundliche Energieversorgung; (iii) rationelle Energieverwendung; (iv) Sicherung eines gewissen Maßes an einheimischen Energieträgern aus sozial- oder regionalpolitischen Gründen; (v) eine ausreichende und sichere Versorgung. Diese Versorgungssicherheit war vorrangiges Thema der speziell im Ölsektor krisenhaften 70er und frühen 80er Jahre, wie z.B. Fischer und Häckel (1987) dargelegt haben. In den 90er Jahren rückt die Umweltfreundlichkeit der Energieversorgung in den Vordergrund der Diskussion, während die Sicherstellung einer von politischen Eingriffen möglichst unbeeinflussten Zufuhr von Energie angesichts des großen Angebots von billigem Öl und Gas weniger Aufmerksamkeit findet. Aber Versorgungssicherheit bleibt auch nach Meinung der wichtigsten politischen und wirtschaftlichen Akteure relevant (Mitchell, 1994). Das gilt insbesondere für die Sicherheit der Versorgung mit Erdöl und - zeitlich später und weniger ausgeprägt - mit Erdgas. Beide Energieträger müssen künftig in großen und steigenden Mengen in die europäischen Staaten der Organisation für Wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (OECD) importiert werden.¹

Eingriffe der Politik in die Energiesysteme sind nicht neu und haben Wirkung gezeigt, wie Müller-Michaelis (1995) und Bolle/Steeg (1995) zeigen. Erdöl hat (auch) durch die Politik „weg vom Öl“, die nach der ersten Ölkrise 1973/4 eingeleitet und durch die zweite Krise 1979/80 weiter forciert wurde, in den OECD-Staaten an Marktanteilen verloren. Tendenziell konzentriert sich der Erdölverbrauch auf den Verkehrssektor und auf die chemische Industrie (als Rohstoff). Erdgas hat von dieser Entwicklung profitiert und dringt nicht nur weiter in die traditionellen Märkte ein, in denen Erdöl lange dominant war (Haushalte, Industrie), sondern scheint auch als Energieträger für die Stromerzeugung aus ökologischen (wenn man Leckagen,

¹ Mögliche Versorgungsstörungen in den Märkten für Koks- und Kesselkohle, Uran und in der Elektrizitätsversorgung werden hier nicht betrachtet. Für erstere zeichnen sich auch in den nächsten fünf Dekaden keine strategischen Versorgungsprobleme ab, und der Stromsektor ist durch eine zunehmende Redundanz und Verflechtung gekennzeichnet. „Embargosituationen“ oder andere Krisenphänomene mit vergleichbarer Wirkung sind zumindest für OECD-Europa solange nicht plausibel, wie ein wesentlicher Teil der Stromerzeugung mit einheimischen Energieträgern erzeugt wird.

die zu Methanfreisetzungen führen, vermeidet) und ökonomischen Gründen an Attraktivität zu gewinnen. Kraftwerke zur Stromerzeugung, die Erdgas benutzen, sind in der Regel billiger zu installieren, emittieren weniger Schwefel und Kohlendioxid und haben höhere Wirkungsgrade als z.B. mit Kohle befeuerte Kraftwerke. Diese Vorteile wiegen, wie Fulkerson u.a. (1996) dargelegt haben, schwerer als die vergleichsweise hohen Kosten für Gas als Brennstoff. Obwohl gerade im langfristigen Anstieg dieser Kosten einige Risiken liegen, wie Prior (1994) betont, zeichnet sich ein wahrer Ansturm auf Erdgas ab. Szenarien für Deutschland, die Staaten der Europäischen Union (EU), der OECD und der Welt insgesamt gehen von einem Anstieg des Erdgasanteiles am Energieeinsatz und einem Rückgang des Anteils von Erdöl auch aus Gründen der Emissionsminderung aus. Die Szenarien zeigen aber auch, daß die Abhängigkeit der OECD-Staaten Europas (als Gemeinschaft) von Erdölimporten wieder und langfristig steigen wird. Die Importquote für Erdgas wird für Europa aber erst nach 2020 deutlich wachsen, da (in der Reihenfolge ihrer Bedeutung) die norwegischen, britischen und niederländischen Gasressourcen bis zu diesem Zeitpunkt einen hohen, eventuell sogar leicht steigenden Anteil einheimischer Förderung sicherstellen (Energieraport, 1996; European Energy, 1995; DOE, 1995; Czakainski, 1995). Die Abhängigkeit von Mineralölimporten (einschließlich Erdölprodukten) der europäischen OECD-Staaten ist schon heute mit gut 50 Prozent des Verbrauchs deutlich höher als beim Erdgas, wo nur knapp 30 Prozent des Verbrauchs vorwiegend aus Rußland und Algerien importiert werden.

Welche Probleme aus einer wachsenden Importabhängigkeit für die Versorgungssicherheit Europas erwachsen könnten und über welche Instrumente die Staaten verfügen, um Versorgungsstörungen² zu verhüten bzw. akute Krisen zu bewältigen, ist das Thema dieses Beitrages. Die importabhängigen Staaten müssen nicht nur über die Märkte einen Zugang zu den Ressourcen der Förderregionen haben, sondern die Energieträger müssen auch ohne Störungen vor allem per Schiff oder Pipeline zu ihnen gelangen. Deshalb rücken die politische Verlässlichkeit, die interne Stabilität der Förderstaaten und die Sicherheit der Transitstaaten bzw. der Seewege in den Blick. Politik und Wirtschaft in den Importstaaten müssen diese Risiken abschätzen und Maßnahmen zur Verhütung von Störungen bzw. zum Management von akuten Krisen treffen. Grundlage aller Überlegungen in diesem Beitrag ist die Annahme, daß sich das Energiesystem in Bahnen bewegt, die nicht wesentlich von dem abweichen, was die genannten Studien als wahrscheinlichste Entwicklungspfade ansehen. Infolgedessen werden Risiken der Versorgungssicherheit „alternativer“ Energiepfade, die den Verbrauch möglichst niedrig halten wollen, nicht analysiert und nicht mit denen mehr oder weniger „traditioneller“ Pfade verglichen. Grundsätzlich eignen sich die hier verwendeten Kategorien aber auch zur Analyse der Versorgungssicherheit „alternativer“ Energiepfade.

² Technische Störungen, Unfälle etc. und ihre Folgen für die Versorgung sind nicht Gegenstand des Beitrages. Ein Teil der Instrumente eignet sich aber auch, um die Auswirkungen solcher Ereignisse abzufangen.

Szenarien von Versorgungsstörungen

Welchen Risiken kann die Versorgung ausgesetzt sein, welche Typen von Versorgungsstörungen sind vorstellbar? Hier können Szenarien eine Auskunft geben.

Wie Abbildung 1 zeigt, gibt es zwei grundlegende Szenarien einer Gefährdung der Versorgungssicherheit: Gezielte Störungen des Energieflusses sind bewußte politische (staatliche) Eingriffe, um politisch-ökonomische Ziele durchzusetzen. Diffuse Störungen sind das Resultat von Konflikten in oder zwischen Staaten, deren Auswirkungen zu einer Störung des Energieflusses führen. Diese Störung ist ein unbeabsichtigter Nebeneffekt des Konfliktes, eine direkte Einwirkung auf die Importstaaten, wie es bei gezielten Störungen der Fall ist, wird nicht beabsichtigt. Die beiden Grundszenarien lassen sich weiter aufschlüsseln.

Bei gezielten Störungen kann man zwei Subsznarien unterscheiden: (i) Das der „Strangulation“. Das Ziel des Staates, der die Störung der Versorgung auslöst, besteht darin, sehr weitreichende politisch-strategische Ziele gegenüber den importabhängigen Ländern durchzusetzen, letztlich sie zu unterwerfen. Dazu kann er die Belieferung mit Energieträgern und/oder die Transportwege unterbrechen bzw. Förderländer besetzen, um direkte Kontrolle über die Ressourcen auszuüben. Während des Kalten Krieges, insbesondere nach der Invasion der UdSSR in Afghanistan im Jahre 1979, spielten solche Szenarien in der sicherheitspolitischen Diskussion des Westens eine Rolle (Fischer/Häckel, 1987): Einige Analytiker und Politiker fürchteten damals, es könne das Ziel der UdSSR sein, die ölreichen Golfstaaten unter ihre Kontrolle zu bringen und gleichzeitig die Versorgung Westeuropas mit sowjetischem Gas zu unterbinden (Doppelkrise). Der Westen wäre dann erpreßbar, die wirtschaftliche und letztlich die nationale Sicherheit wären ernsthaft gefährdet. Eine mildere Variante der gezielten Störungen ist das SubszENARIO (ii), das der „Beeinflussung“ der Importstaaten durch eine Einschränkung der Versorgung. Mit der Androhung oder der tatsächlichen Reduzierung (nicht der Kappung) der Versorgung sollen politisch und wirtschaftlich begrenzte Ziele durchgesetzt werden. Sie können von einer drastischen Preiserhöhung für Energie bis hin zu politischen Zugeständnissen bzw. Verhaltensänderungen reichen. Im Gegensatz zu dem ersten SubszENARIO, das hypothetisch geblieben ist, läßt sich der Erdölboykott der Arabischen Mitglieder der Organisation Ölexportierender Staaten (OAPEC), in diese Kategorie einordnen, der im Jahre 1973/4 gegen einige westliche Staaten verhängt wurde. Ziel war die Erzwingung einer gegenüber Israel distanzierter Politik dieser Staaten, was nur zeitweise und ansatzweise gelang. Die Reaktionen der OECD-Staaten, nämlich das Einsparen von Öl, die Erschließung neuer Förderregionen (Mexiko, Nordsee) und der Aufbau eines Krisenmechanismus zum Schutz gegen solche Ereignisse, zeigte aber auch die Grenzen dieser Strategie und fügte der OPEC selbst schweren Schaden zu.

Der zweite Typus von Störungen, diffuse Störungen, läßt sich ebenfalls untergliedern. Sie können ausgelöst werden durch lokal begrenzte oder regional ausgeweitete zwischenstaatliche Kriege, durch interne gewaltsame Auseinandersetzungen mit oder ohne die Einmischung von

Nachbarstaaten. Sie können aber auch Folge interner Konflikte sein, etwa von Streiks. Diese in Intensität und Dauer unterschiedlichen Konflikttypen können die Förder-, Verarbeitungsanlagen oder die Transportwege (Pipeline, Häfen) lahmlegen oder bei gewaltsamen Auseinandersetzungen sogar zerstören bzw. schädigen. Länder fallen dann als Energieexporteure aus. Im Gegensatz zu gezielten Störungen soll diese Unterbrechung der Energielieferungen jedoch nicht die Importnationen schädigen oder erpressen, sondern der Ausfall der Energieexporte ist unbeabsichtigter Nebeneffekt der Konflikte bzw. zielt auf die innerstaatlichen Herrschaftseliten, denen (zeitweise) eine Quelle des Reichtums geraubt werden soll. Die Auswirkungen der Streiks und Unruhen vor und während des Sturzes des Schah im Iran (1979) sowie die Auswirkungen der Zerstörungen während des ersten Golfkrieges zwischen Iran und Irak (Kriegsbeginn 1980) fallen in diese Kategorie.

Nun sind, legt man historische Erfahrungen und politische Plausibilität zugrunde, die Wahrscheinlichkeiten für den Eintritt der Szenarien recht unterschiedlich und die Auswirkungen verschiedenartig, wie Fischer/Häckel (1987) dargelegt haben.³ Das für importabhängige Staaten gefährlichste Szenario mit den größten Folgen, das der „Strangulation“, hat auch die geringste Eintrittswahrscheinlichkeit. Denn der Versuch eines Staates, einem Land den möglichst größten Teil seiner Energieimporte abzuschneiden, käme einem kriegesischen Akt gleich und könnte von dem Bedrohten entsprechend beantwortet werden: Das Risiko auch für den Bedrohenden steigt, die internationale Sicherheit wäre gefährdet. Deshalb ist das Szenario „Strangulation“ nur im Vorfeld oder als Teil größerer militärischer Auseinandersetzungen plausibel. Hingegen sind, wie schon die Erfahrung zeigt, Einschränkungen oder partielle Unterbrechungen der Versorgung mit dem Ziel, einen Kontrahenten in eine bestimmte Richtung zu lenken („beeinflussen“), wahrscheinlicher. Hier aber ist das Ziel im Vergleich zum vorhergehenden Szenario begrenzt, nicht die Bezwingung, sondern eine Verhaltensänderung wird angestrebt. Folglich können die Mittel, zu denen die Kontrahenten greifen, nicht so drastisch sein. Daher sind auch die Wirkung in den Zielländern zumeist begrenzter: Sie haben mehr (und vor allem weniger konfliktive) Optionen, um zu reagieren und die Folgen der Versorgungsstörungen zu begrenzen. Daher sinken die Aussichten, daß der Kontrahent seine Ziele erreicht. „Diffuse Störungen“ sind wahrscheinlicher und waren, wie die Historie der öl- und gasreichen Regionen der Welt lehrt, auch häufiger als gezielte Störungen. Aber auch hier gibt es eine Abstufung der Wahrscheinlichkeiten und der Intensität. Wie die Kriegsursachenforschung (Meyers, 1993) zeigt, sind zwischenstaatliche

³ Es ist schwierig, diese Wahrscheinlichkeiten abstrakt zu diskutieren, da konkrete politisch-ökonomische Randbedingungen auf die Bereitschaft einwirken, in die Energieversorgung anderer Länder einzugreifen. Bei einem schwachen, isolierten Land wird das leichter fallen als bei einer starken Macht oder einer Staatengemeinschaft. Eingriffe sind nicht ganz selten: So wurde z.B. Mitte der 90er Jahre ein Ölembargo gegen „Restjugoslawien“ und 1996 ein Embargo gegen Burundi verhängt. Da hier aber nur die Versorgungssicherheit im OECD-Raum, speziell in Europa, zur Diskussion steht, wird auch nur danach gefragt, wie hoch das Risiko ist, daß diese hochentwickelten Länder zum Opfer von Störungen der Versorgung werden, die ihnen schweren Schaden zufügen sollen. Eine Schätzung für andere Regionen käme u.U. zu ganz anderen Bewertungen.

Kriege, besonders solche mit regionaler Reichweite, seltener als interne Kriege, bei denen wiederum eine direkte, erkennbare äußere Einmischung zugunsten einer Konfliktpartei etwas seltener vorkommt als ein Binnenkrieg, von dem sich externe Mächte fernhalten. Am wahrscheinlichsten sind interne Konflikte, also Streiks, lokale Auseinandersetzungen zwischen Interessengruppen, politischen Bewegungen, Ethnien etc.. Welche Auswirkungen sie auf die Energiegewinnung und -export haben, hängt von vielen Faktoren ab, insbesondere von der Intensität der Konflikte auf einer Skala, die von Gewalt bis hin zu organisierten Formen der friedlichen Konfliktbewältigung reicht. Je nach Intensität können die Folgen eine eher marginalen Rückgang der Exporte, geringfügige Störungen der Transportwege bis hin zu schweren Einbrüchen in der Exportwirtschaft umfassen, die auch den Weltmarkt und andere Länder nicht unberührt lassen.

Instrumente zur Wahrung der Versorgungssicherheit

Was können importabhängige Staaten tun, um solche Krisen abzuwenden oder sie zu bewältigen, damit der wirtschaftliche, soziale und politische Schaden nicht allzu hoch wird? Abbildung 2 ordnet die prinzipiell verfügbaren Instrumente zur Verhütung, zum Management akuter Krisen und zur langfristigen (strukturellen) Anpassung, über das Importstaaten verfügen, den Szenarien zu.⁴ Es zeigt sich, daß eine ganze Reihe dieser Instrumente sowohl im Falle gezielter als auch diffuser Störungen gleichermaßen nützlich sind. Dazu zählen: Diversifizierung, d.h. die Verteilung der Importe auf eine große Zahl von energieexportierenden Staaten, um die Risiken zu streuen; Vorratshaltung als Teil eines umfassenden Krisenmechanismus, d.h. die Bereitstellung von Öl- und Gasreserven im Importland, um bei einem Ausfall von Importen die Märkte (eine Zeitlang) bedienen zu können; das rasche Ausweichen auf andere Energieträger (fuel switch), wofür technische und andere Vorkehrungen bei den Verbrauchern getroffen werden müssen; die Stärkung transnationaler Unternehmen, die, wie die Ölkrisen gezeigt haben, in der Lage sind, Lücken bei der Versorgung in einem Land oder einer Region flexibel auszugleichen (natürlich zu höheren Preisen). Speziell auf die Bewältigung der Folgen diffuser Störungen bezogen ist das Bereithalten von Personal und Technik, um Förderländern nach internen Konflikten, die Förderanlagen, Pipeline etc. zerstört haben, rasch bei der Reparatur von Schäden helfen zu können. Langfristig kann die übermäßige Abhängigkeit von Importen gemindert werden durch energiepolitische Maßnahmen, die zu höherer Energieeffizienz führen, zur Substitution oder der Bereitstellung neuer, einheimischer oder aus sicheren Regionen stammender Energieträger. Schließlich gibt es noch das gesamte Spektrum der außen- und sicherheitspolitischen Instrumente, die von positiven Sanktionen (Hilfen etc.) bis hin zu negativen Sanktionen

⁴ Dabei ist der Begriff „Instrument“ weit gefaßt, denn er deckt auch politische Ziele ab, die instrumentell genutzt werden können: Die Weltmarktorientierung der Energiepolitik erzeugt eine stabilisierende Verflechtungen zwischen Staaten und kann damit zur Reduzierung von Konflikten beitragen; die Stärkung der Handlungsfähigkeit transnationaler Unternehmen erhöht die Flexibilität in Krisen.

(Embargo usw.), von diplomatischer Intervention bis hin zur Drohung mit und - theoretisch- zum Einsatz militärischer Instrumente reichen.

Welchen Nutzen und welche Kosten diese Instrumente mit sich bringen (könnten) und wer von dem im Öl- und Gassektor tätigen Akteuren (Politik, Wirtschaft, Bürger/Verbraucher) sie vorrangig einsetzt bzw. wo Wissenschaft einen großen Beitrag zu ihrer Weiterentwicklung leisten kann, ist Gegenstand der Abbildung 3. Eine Abschätzung von Kosten und Nutzen der Instrumente ist freilich sehr schwierig und bleibt oft vage, was in der Abbildung mit einem Fragezeichen ausgedrückt wird. Ein Grund dafür ist, daß von allen diesen Instrumenten nur der kleinere Teil spezifisch auf die hier diskutierten Aufgaben zugeschnitten ist. Ihre Wirksamkeit wird daher von einer Fülle z.T. problemfremder Einflüsse mitbestimmt. Zwar weisen einige Instrumente, die in der Vergangenheit schon zum Einsatz gekommen sind oder deren Auswirkungen relativ gut zu kalkulieren sind, ein günstiges Kosten-Nutzen-Verhältnis auf. Aber in einer ganzen Reihe von Fällen können die Kosten, die der Einsatz des Instruments mit sich bringt (je nach spezifischer Situation), gering bis hoch sein. Gleiches gilt für den Nutzen. Eine präzisere Einschätzung erscheint nur möglich, wenn spezifische Konfliktszenarien entworfen und ein Einsatz der Instrumente in einer Art „Generalstabsübung“ durchgespielt wird, wie es die IEA mit einigen gelegentlich tut. Generell weniger günstig ausfallen dürfte die Bilanz für die militärischen Instrumente. Hier steht ein fragwürdiger Nutzen (Sicherung des Energieflusses) hohen (potentiellen) menschlichen, politischen und wirtschaftlichen Kosten eines Militäreinsatzes gegenüber. Aber auch diese Aussage ist zu differenzieren: So hat sich der Begleitschutz von Tankern durch Kriegsschiffe in gefährdeten Meerengen, etwa der Straße von Hormuz, durchaus bewährt. Ähnliches gilt für das Räumen von Minen. Eine aktive Wiederherstellung des Energieflusses mit militärischen Mitteln wäre aber eine unrealistische Erwartung. Auffällig an der Abbildung ist, daß bei der Verhütung und Bewältigung von Versorgungskrisen zwar die private Wirtschaft eine wichtige Rolle spielt, entscheidende Aufgaben aber staatlichem Handeln zufallen. Politik muß den Rahmen definieren, in dem Wirtschaftssubjekte operieren, und Politik muß auch operative Instrumente bereithalten, um in Krisen sachgerecht handeln zu können. Der Markt bringt alle diese Leistung von sich aus nicht, obwohl er durch Preiserhöhungen das Sparen und Innovationen anregt. Die Bürger als Verbraucher von Energie stehen am Ende der Handlungskette, die von der Politik bzw. Verwaltung (die einige Instrumente zur Versorgungssicherheit, etwa Rationierungen, umsetzen müßte) und der Wirtschaft bis zu ihnen reicht. Aber auch sie müssen Leistungen bringen, ohne die der Krisenmechanismus nicht funktioniert: die staatliche Vorsorgepolitik legitimieren (Legitimationsleistung), aktuelle Entscheidungen als Wirtschaftssubjekte mittragen, also Öl sparen, auf das Fahren verzichten (Handlungsleistung) und sie müssen einen (geringen) finanziellen Beitrag zur Finanzierung der Krisenbevorratung über Steuern leisten (Finanzleistung). Die operative Rolle der Wissenschaft ist begrenzt. Natürlich lassen sich ohne Wissenschaft und Technik ganz wesentliche Instrumente nicht entwickeln (z.B.

Effizienzsteigerungen, neue Energietechnologien und -träger). Aber das ist keine Aufgabe, die Wissenschaften allein - oder vorwiegend - zum Zwecke der Versorgungssicherheit lösen. Spezifische Beiträge kann sie im Rahmen der Diskussionen über Energiezukunft und Risiken der Versorgungssicherheit leisten, an denen sie sich, je nach Konjunktur für das Thema, in den letzten Dekaden immer wieder beteiligt hat.

Wie die Abbildungen 2 und 3 zeigen, kommt eine Schlüsselstellung der Vorratshaltung zu. Sie ist Teil eines in den 70er Jahren von OECD-Staaten entwickelten Krisenmechanismus, der unter dem Eindruck der ersten Ölkrise im Rahmen der Internationalen Energieagentur (IEA) aufgebaut wurde und noch heute, wie die IEA (1995a) dargelegt hat, gepflegt wird. Die IEA wurde 1974 von westlichen Öl-Importstaaten unter dem Eindruck des Ölembargos gegründet. Sie ist eine halbautonome OECD-Organisation, der heute folgende Staaten angehören: Belgien, Deutschland, Dänemark, Frankreich, Finnland, Griechenland, Großbritannien, Irland, Italien, Luxemburg, Niederlande, Norwegen, Österreich, Portugal, Spanien, Schweden, Schweiz, Türkei. Außereuropäische Mitglieder sind Australien, Japan, Kanada, Neuseeland und die USA. Über die ursprüngliche Aufgabe hinaus, Ölkrise gemeinsam besser bewältigen zu können und zu diesem Zweck einen Krisenmechanismus zu etablieren, widmet sich die IEA heute vielfältigen energie- und umweltpolitischen Forschungsfragen, fördert die Kooperation der IEA-Staaten untereinander und arbeitet auch mit energieexportierenden Staaten zusammen. Der IEA-Krisenmechanismus ist aber noch immer ein Herzstück der Organisation. Zu ihm gehört ein Informationssystem über Markttrends etc.; er regelt die Bevorratung, die Kriterien der Freigabe der Vorräte und Verfahren zur Reduzierung der Nachfrage nach Mineralölprodukten. Vereinbart wurde in der IEA, daß die Mitgliedsstaaten dafür Sorge tragen, daß die Vorräte an Mineralölprodukten für 90 Tage des Nettoimports ausreichen. Die Staaten der IEA befolgen diese Bevorratungspflicht in der Regel, jedoch haben sie dafür verschiedene rechtlich-organisatorische Verantwortlichkeiten festgelegt: Es gibt staatliche Vorräte, solche der Ölgesellschaften und, im Falle Deutschlands, die Vorräte einer Körperschaft des öffentlichen Rechts, des Mineralölbevorratungsverbandes (MBV, 1995). Seine Ausgaben beliefen sich im letzten Geschäftsjahr auf etwa 1 Milliarde DM (z.B. für den Zukauf von Vorräten), die operativen Kosten für die Bevorratung pro Barrel Erdölprodukte liegen pro Jahr bei 1,50-3 DM. Der Verband finanziert sich aus den Abgaben, die auf Ölimporte bei den Ölgesellschaften (Importeuren) erhoben werden. Anzunehmen ist, daß diese Abgabe, die bei Benzin 0,75 Pfennig/Liter und bei leichtem Heizöl/Diesel 0,66 Pfennige betragen, an die Verbraucher weitergegeben werden. Das entspricht dem Gedanken der „Internalisierung“ der Kosten der Krisenvorsorge: Diejenigen, die Mineralöl nutzen, finanzieren die Krisenvorsorge. In den letzten Jahren hat sich im OECD-Raum jedoch durch Markttrends der Anteil der staatlichen Vorräte erhöht, während die Bevorratung durch Mineralölgesellschaften zurückgegangen ist. Insgesamt sind in den IEA-Staaten aber noch immer 69 Prozent der Vorräte bei den Ölgesellschaften, 26 Prozent beim Staat und der Rest

bei anderen Organisationen. In Deutschland werden z.Zt. ca. 24 Millionen Tonnen Erdöl(produkte) als Pflichtvorräte bereitgehalten, von denen sich einige in geologischen Formationen (Kavernen) befinden.⁵ Eine Freigabe der Vorräte soll erfolgen, wenn mindestens sieben Prozent des Nettoimportes der IEA-Staaten oder eines Mitgliedsstaates ausfallen. (Bei kleineren Störungen können andere Co-ordinated Emergency Response Measures, CERM, ausgelöst werden.) Rechtlich verbindlich ist dieser Grenzwert nicht, sondern nur eine politische Empfehlung an die Staaten, die über die Freigabe entscheiden. Der IEA-Krisenmechanismus selbst umfaßt zwei Elemente: (1) Eine Nachfrageminderung in drei Stufen: Zuerst erfolgt eine Information der Öffentlichkeit, Wirtschaft etc., um sie zu freiwilligen Einsparungen zu bewegen. Hier zeigt sich die erwähnte Bedeutung, die den Bürgern und ihren Entscheidungen zukommt. Je weitreichender ihre freiwilligen Maßnahmen (Fahrgemeinschaften, Umstieg auf öffentliche Verkehrsmittel, Verzicht auf unnötige Fahrten) sind, desto weniger muß auf schärfere Instrumente, die u.U. mehr Kosten bewirken, zurückgegriffen werden. In der zweiten Stufe werden administrative Vorschriften erlassen, etwa Sonntagsfahrverbote wie in Deutschland 1974. Die letzte Stufe schließlich bilden Rationierungen von Mineralölprodukten. (2) Die Freigabe der Vorräte, d.h. ihr Verkauf auf den Märkten. Strittig zwischen IEA-Staaten ist, wann diese Freigabe erfolgen soll: Schon bevor das Freigabekriterium erfüllt wird, um eine Verknappung und damit einen Preissprung zu verhüten? Oder erst spät, damit der Markt über Preiserhöhungen und ein Absinken der Nachfrage sich dem neuen Angebot von selbst anpassen kann? Erkennbar ist, daß die Bereitschaft von Staaten, ihren Wirtschaftssubjekten Preiserhöhungen, finanzielle Lasten oder lieber unmittelbare Verbrauchssenkungen zuzumuten, verschieden ausgeprägt ist. Natürlich gibt es Probleme bei der Bevorratung. Eines besteht darin, das richtige Verhältnis zwischen Rohölen und Produkten (Benzine, Mitteldestillate und Schweröl) zu finden. Bei knappen Raffineriekapazitäten, technischen Störungen etc. helfen große Vorräte an Rohöl in Krisenzeiten wenig, da sie erst noch verarbeitet werden müssen.⁶ In der Erdgaswirtschaft fehlt ein vergleichbarer formalisierter, internationalisierter Krisenmechanismus. Ein Grund dafür ist, daß es keinen Weltmarkt, sondern nur drei große Regionalmärkte für Gas gibt, und der Austausch des vorwiegend leitungsgebundenen Energieträgers Gas zwischen ihnen praktisch nicht möglich ist. Deshalb trägt hier Krisenvorsorge regionalen, ansatzweise kontinentalen Charakter, muß also im (west)europäischen Verbund gesichert werden. Speicherung und Pipelinetransporte müssen dabei in besonders koordinierter Weise verbunden sein. Außerdem gibt es regionale Erdgasmonopole, die sich jedoch im Prozeß der Auflösung befinden. Sie sind in ihrem

⁵ Die private Bevorratung in den Heizöltanks wird im Krisenmechanismus nicht direkt berücksichtigt. Sie kann jedoch in Krisenphasen eine entspannende Rolle spielen, falls die Tanks gut gefüllt sind.

⁶ Die EU hat eine eigene Bevorratungspflicht, die für 90 Tage die Nettoimporte bei diesen Produktkategorien abdeckt.

Versorgungsgebiet für die Krisenvorsorge zuständig.⁷ Erdgas wird heute zumeist für saisonalen Nachfrageausgleich bzw. für kurzfristige Bedarfsspitzen in unterirdischen Kavernen gespeichert (Ruhrgas, 1995). In Deutschland gibt es 33 Untertagespeicher, davon 19 Poren- und 14 Kavernenspeicher. Sie enthalten etwa 14 Milliarden Kubikmeter Gas (etwa 13 Millionen Tonnen SKE). Diese Menge entspricht 55 Tagen des gesamten deutschen Gasverbrauches und würde z.B. alle russischen Importe für 140 Tage ersetzen. Weitere Speicher sind in Bau bzw. geplant. Die Freigabe der Gasvorräte ist weniger politisch reguliert, und die Vorkehrungen für Versorgungsstörungen beim Erdgas liegen letztlich in der Hand der großen Gasgesellschaften (in Deutschland vor allem „Ruhrgas“). Teil dieses Krisenmechanismus sind „unterbrechbare Verträge“. Die Gasgesellschaften haben mit einer Reihe von Kunden (zumeist Industriebetriebe, nicht aber Kleinkunden wie etwa Haushalte) vereinbart, daß eine Unterbrechung der Belieferung unter bestimmten Bedingungen, etwa bei Versorgungsstörungen, zulässig ist. Sie müssen dann auf andere Brennstoffe bzw. Reserve-Feuerungsanlagen umsteigen (fuel switch). Dafür zahlen sie einen niedrigeren Gaspreis. Entspannend wirkt im Vergleich zur Erdölwirtschaft, daß die Importabhängigkeit beim Erdgas hinsichtlich von Bezügen außerhalb der (als zuverlässig geltenden) europäischen OECD-Staaten deutlich geringer sind. Auch stellt die wachsende Verflechtung der europäischen Erdgassysteme ein stabilisierendes Element dar, denn Ausfälle in einer Region können durch Zuleitungen aus anderen, abhängig u.a. von der freien Pipelinekapazität, gemildert oder ausgeglichen werden. Jedoch wird es notwendig werden, im Rahmen der „Deregulierung“ ein System der Versorgungssicherheit aufzubauen und zu finanzieren, an dem auch solche Gasgesellschaften beteiligt werden, die sich in einem Land nur die Rosinen herauspicken, also besonders attraktive Kunden beliefern, ohne sich unmittelbar an der Krisenvorsorge (durch Speicher etc.) zu beteiligen.

Randbedingungen der Versorgung mit Erdöl und Erdgas

Wie sicher ist langfristig die Versorgung beim Erdöl- und Erdgas? Natürlich kann heute diese Frage niemand abschließend beantworten, aber Wissenschaftler bemühen sich, einige Grundzüge und Entwicklungsmöglichkeiten aufzuzeigen. So hat die IEA diesen Versuch für die Erdölwirtschaft (IEA, 1995a) und die Erdgaswirtschaft der OECD-Staaten (IEA, 1995) gewagt. Einige dieser Einsichten sind auch in diese Arbeit eingeflossen, deren Bewertungen freilich die der Autoren sind.

Wer nach den Entwicklungen der Nachfrage und des Angebots an Öl und Gas in OECD-Europa fragt, sieht sich einem ganzen Bündel von Fragen und Problemen gegenüber, die hier nicht detailliert aufgezeigt und schon gar nicht beantwortet werden können. In dieser Arbeit sollen nur einige (wahrscheinliche oder mögliche) langfristige Randbedingungen der

⁷ In einem durch Wettbewerb gekennzeichneten Markt, der Durchleitungsrechte etc. schafft, ist diese Krisenvorsorge eine Aufgabe, die mehr Koordination und Absprache erfordert, wie die Diskussion um eine „europäischen Erdgasbank“ zeigt, Bergius, 1996.

Versorgung mit Öl und Gas skizziert und ihre Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit diskutiert werden. Zu ihnen zählen technisch-organisatorische Aspekte der Öl- und Gaswirtschaft, die Verteilung der Ressourcen und politisch-ökonomische Randbedingungen.

Merkmale der Erdöl und Erdgaswirtschaft

Akzentuiert man die Merkmale des internationalen Erdöl- und des Erdgassystems unter dem Aspekt der Krisenanfälligkeit bzw. Resilienz, ist die Erdölwirtschaft für Störungen politisch anfälliger, aber versorgungstechnisch flexibler, während die Gaswirtschaft aus technischer Sicht störungsanfälliger, aber politisch stabiler ist.

Der Welterdölmarkt ist global, regionale Teilmärkte sind seinem weltumspannenden Charakter untergeordnet. Voraussetzung und Ausdruck dieser Globalität ist die Flexibilität der Transport- und Verteilungssysteme: Sie umfassen Schiffs-, Schienen- und Straßentransporte. Inflexible Pipelinesysteme haben zwar eine lokal oder regional wichtige, aber insgesamt untergeordnete Bedeutung. Erdöl(produkte) über weite Entfernungen zu transportieren, ist billig und technisch wenig anspruchsvoll, für ihre Verteilung und Lagerung ist keine aufwendige Infrastruktur nötig. Notfalls werden sie in einem Faß auf einem Eselskarren transportiert. Deshalb sind sie auch und gerade für die ärmsten Entwicklungsländer wichtig. Diese hohe Flexibilität des Transportes ermöglicht es in Krisenphasen, recht rasch die Versorgungsströme zu verlagern und Fehlmengen zu reduzieren. Dieser technischen Flexibilität steht, legt man die Erfahrungen der Vergangenheit zugrunde, eine Anfälligkeit für politische Störungen gegenüber, die nicht zuletzt Folge der Instabilität wichtiger Nettoexporteure bzw. regionaler Konflikte ist.

Der Vorteil des Erdgases, als leitungsgebundener Energieträger für die Verbraucher bequem zu sein, ist auch sein Nachteil: Die leitungsgebundene Infrastruktur, die Förderung und Verbraucher miteinander verbindet, ist technisch bzw. organisatorisch anspruchsvoll, kostspielig und im Prinzip (technisch) leicht zu unterbrechen. Erdgas kann nur als Gas oder gekühlte Flüssigkeit (Flüssiggas, LNG) transportiert werden.⁸ Beim Erdgas (und jedem leitungsgebundenen Energieträger)⁹ stellt sich das Problem in besonders ausgeprägter Weise, daß eine Erschließung der Ressourcen nur dann vertretbar ist, wenn Transportmöglichkeiten gefunden werden, die zugleich wirtschaftlich und politisch sicher sind. Da mit der Entfernung zwischen Förderung und Verbrauch die Kosten stark wachsen, sind Ferntransporte nur wirtschaftlich, wenn im Markt ein hoher Preis erzielt werden kann. Immerhin liegen pro Energieeinheit die Kosten bei einem Pipelinetransport von über 5000 Kilometern etwa zehnmal höher als für eine vergleichbare Energieeinheit Kohle oder Öl, wenn sie per Schiff transportiert wird (Duncan, 1995). Technologische Innovationen, z.B. eine Erhöhung der Kompression in den Röhren, die Minderung der Transportverluste, können zu Kostensenkungen führen, die

⁸ Die Umwandlung in einen Sekundärenergieträger, etwa Methanol, ist möglich, aber mit hohen Kosten und, je nach Umwandlungsenergie (autotherm - allotherm) mit Umweltbelastungen verbunden.

⁹ Dazu zählt auch ein denkbare Wasserstoffsystem, dessen Störungsanfälligkeit grundsätzlich zu den gleichen Vorkehrungen zwingt wie beim Erdgas-Ferntransport.

den wirtschaftlichen Zugang zu weiter entfernten Gasreserven ermöglichen. Ähnliches gilt für die Techniken der LNG-Umwandlungen und des Transports. Trotzdem bleibt die Abhängigkeit der Kosten von Entfernungen ein Hindernis für die Gaswirtschaft. Deshalb und wegen Spezifika einzelner Märkte gibt es keinen Weltmarkt für Erdgas, sondern nur drei miteinander kaum verbundene regionale Märkte: Europa (incl. großer Teile Rußlands), Nordamerika und Ostasien. Während die beiden ersten Märkte vorwiegend durch Pipelines versorgt werden, ist der ostasiatische Markt mit seinem Kern Japan ein LNG-Markt. Diese im Vergleich zur Welterdölwirtschaft ausgeprägte regionale Struktur der Gaswirtschaft läßt sich an ihrem geringen Exportanteil ablesen: Nur etwa 22 Prozent der Welt-Erdgasförderung wird heute international gehandelt (beim Erdöl liegt der Anteil bei gut 50 Prozent), 80 Prozent des international gehandelten Gases wird durch Pipelines und 20 Prozent als Flüssiggas transportiert. Ein den flexiblen Erdöl-Spotmärkten vergleichbarer Erdgas-Weltmarkt ist nicht abschbar.¹⁰ Wenn aber die Flexibilität des Transportes bei Gas gering, der Investitionsaufwand erheblich ist und eine Infrastruktur für Ferntransporte jahrzehntelang genutzt werden soll, wird die Entscheidung für eine Pipeline generell und ihre Führung durch fremde Territorien speziell auch von sicherheitspolitischen Erwägungen beeinflusst: Man wird sie nur bauen, wenn man mit hoher Wahrscheinlichkeit keine politisch induzierten Störungen zu befürchten hat. Alternative Wege durch sichere Gebiete werden nur beschritten, wenn dadurch der Transport nicht wesentlich weiter und unwirtschaftlich wird. Seetransporte von LNG sind weniger störungsanfällig für politische Eingriffe, aber auch hier ist die Sicherheit der Passage etwa durch Meerengen zu gewährleisten. Außerdem hängen LNG-Transporte unmittelbar auch von Pipelinesystemen ab: Sie transportieren Gas von der Förderstätte zu den Verflüssigungsanlagen an der Küste und von solchen Anlagen im Empfängerland zu den Verbrauchern. Diese hohe Empfindlichkeit gegenüber Unterbrechungen zwingt dazu, politisch unsichere Regionen nur mit großer Vorsicht zu erschließen und die Versorgung stark zu diversifizieren, also sich auf mehrere Versorgerstaaten zu stützen. Sind aber erst einmal Pipelines gelegt, sind die Verflechtungen zwischen allen Beteiligten sehr hoch und stabil, denn beide Seiten haben viel Geld in die Infrastruktur investiert. Zumeist erfolgte die Finanzierung außerdem durch mehrere Geldgeber (Staaten, Private, multilaterale Finanziere), die das gemeinsame Interesse haben, ihre Beziehungen ohne kostspielige Störungen aufrechtzuerhalten. Insofern reduziert diese Interdependenz die Wahrscheinlichkeit gezielter Störungen durch die Förderländer, da sie ihre eigenen Investitionen infrage stellen. Die Neigung von Staaten, durch deren Territorien die Gasleitungen führen, diese zu manipulieren, mag zwar höher sein als die Bereitschaft der Förderstaaten, ihre Lieferungen einzustellen oder zu kürzen. Aber auch die Transitländer beziehen in der Regel Gas über diese Leitungen, so daß ihr Interesse nicht in der Unterbrechung selbst, sondern in (höheren) Transitgebühren liegt. Ein Beispiel dafür war die zeitweilige Störung der russischen Exportpipeline nach Westeuropa durch die Ukraine 1995.

¹⁰ Spotmärkte gibt es aber im wachsenden Maße *innerhalb* der drei Regionalmärkte.

Bislang ist die Gaswirtschaft aber von großen (politischen) Störungen weitgehend verschont worden, kleinere hatten ihr Ursachen fast immer in Streiks. Auch in Bürgerkriegsländern wie Algerien wurden die Gaspipelines nicht zum Ziel von Anschlägen, was darauf hindeutet, daß auch terroristische Gruppen, die nach der Macht streben, sich diese sensible Exportinfrastruktur erhalten möchten.

Die Vorräte an Erdöl und Erdgas und die Exportstaaten

Die Vorräte von Erdöl und Erdgas sind sehr unterschiedlich verteilt. Die Abbildungen 4 und 5 zeigen die Verteilung der Reserven und Ressourcen von konventionellem Erdöl (incl. Kondensate) und nichtassoziiertem sowie assoziiertem Erdgas (aber ohne unkonventionelle Gasressourcen wie Hydrate in Permafrostgebieten; nach Runge/Fischer 1990; CIA, 1995; DOE, 1995a; Eickhoff/Remper, 1995, für Erdgas). Reserven sind erkannte Vorräte, Ressourcen sind zusätzlich gewinnbare noch nicht entdeckte Vorräte. Ein erheblicher Teil sowohl der Gas- als auch der Ölvorräte konzentrieren sich neben Rußland auf die Länder der OPEC, die 1960 gegründet wurde und der heute Algerien, Indonesien, Iran, Irak, Kuwait, Libyen, Nigeria, Katar, Saudi-Arabien, die Vereinigten Arabischen Emirate (VAE) und Venezuela angehören. (Equador und Gabun sind ausgeschieden.) Entgegen manchen Erwartungen, daß die OPEC mit dem Ölpreisverfall und dem Rückgang ihrer Marktmacht zerfallen werde, hat sie als handlungsfähige Organisation überlebt und sogar ein (mehr oder weniger eingehaltenes) Quotensystem aufrechterhalten, das den Mitgliedsstaaten nationale Obergrenzen zur Erdölförderung zuweist. Langfristig werden sich aber die Gewichte im Ölmarkt generell und in der OPEC speziell zugunsten der Golfstaaten verschieben. Insbesondere Saudi-Arabien hat ein enormes langfristiges Exportpotential, das sich auf riesige Ölfelder stützt, deren Förderkosten z.T. nur bei zwei US-Dollar/Barrel liegen. So enthält das größte on-shore Feld der Welt, das saudische Ghawar-Ölfeld, noch etwa 70 Milliarden Barrel Erdöl, das entspricht dem neunfachen der gesamten nachgewiesenen Reserven Norwegens. Saudi-Arabien und Kuwait verfügen heute außerdem über 80 Prozent der schnell mobilisierbaren zusätzlichen Förderkapazität (excess production capacity) der Welt.

Politisch-ökonomische Randbedingungen im Vergleich

Abbildung 6 charakterisiert Staaten, die (bis auf eine Ausnahme) auch deutlich nach der Jahrhundertwende mehr oder weniger strategisch bedeutsame Nettoexporteure von Erdöl(produkten) und Erdgas sein können. Die ganz große Mehrzahl von ihnen weist politisch-kulturelle Systeme auf, die weder westlich-demokratischen Vorstellungen entsprechen noch als langfristig stabil gelten. Sehr häufig ist eine starke Stellung des Staates in der Öl- und Gaswirtschaft festzustellen. Jedoch mehren sich die Anzeichen für eine stärkere Öffnung für ausländische Investitionen und einen Abbau des Staatseinflusses.

Abbildung 7, die horizontal zu lesen ist, beschreibt (mögliche) Randbedingungen der Versorgung mit Erdöl und Erdgas in drei Perioden. Die Abbildung faßt schon dargestellte

Entwicklungen vergleichend zusammen und ergänzt sie um einige politische Strukturmerkmale, um Hinweise auf Trends zu bekommen, die für die Einschätzung der Risiken für die Versorgungssicherheit wichtig sind. Unter diesen Randbedingungen muß sich auch die Wirksamkeit der Kriseninstrumente bewähren. Die erste Periode umfaßt die 70er Jahre, in denen die „Macht der rohstoffexportierenden Staaten“, speziell der OPEC, zumindest in den Perzeptionen einen Höhepunkt und das Vertrauen der OECD-Staaten in ihre Kontrolle über die künftigen Entwicklungen einen Tiefpunkt erreichte. Die zweite Periode beleuchtet die heutige Situation: Das Kräfteverhältnis ist umgekehrt und ökologische Fragestellungen stehen im Vordergrund. Schließlich wird - durchaus spekulativ - ein Blick auf die möglichen Entwicklungen in den Problemfeldern der fernen Zukunft geworfen.

Marktmechanismen bestimmen trotz politischer Eingriffe die Welt-Erölwirtschaft, und man kann davon ausgehen, daß dies auch in den nächsten Dekaden der Fall sein wird. Ein Krisenimpuls muß nicht sehr stark sein, um ausgeprägte Marktreaktionen auszulösen: So brachte der Rückgang der verfügbaren Ölmenge um nur 5 Prozent (bezogen auf die Weltförderung) Ende der 70er Jahre einen Preissprung, der rezessive Tendenzen in der Weltwirtschaft verschärfte und die Inflation beschleunigte. Wie wichtig Randbedingungen für die Auswirkungen von Versorgungsstörungen auf die Welterölwirtschaft sind, zeigte der zweite Golfkrieg 1990/91, der mit der Invasion Kuwaits durch den Irak eingeleitet wurde. Zwar sprang der Ölpreis 1990 wegen des Ausfalls der Ölexporte Kuwaits und des Iraks auf 41 US-\$/Barrel (Referenzöl). Er ging jedoch schon bis Februar 1991 wieder auf das Vorkriegsniveau von 31 US-\$ zurück, um dann weiter zu sinken. Die Gründe waren systemisch und situationsspezifisch zugleich: - Es gab Reservekapazitäten, so daß andere Förderländer sehr rasch ihren Export erhöhen konnten. - Die USA und Deutschland gaben 2 Millionen Barrel (ca. 270 000 Tonnen) aus den strategischen Reserven frei. - Die Nachfrage nach Erdöl war wegen der schwachen weltweiten Konjunktur schwach. - Die Dauer der Krise war relativ kurz, so daß die Märkte sich rasch beruhigten. Auch diese Krise hat den seit den 80er Jahren niedrigen Ölpreise nicht nachhaltig erhöhen können. Niedrige Ölpreise und der Verfall des US-Dollar haben einerseits die Volkswirtschaften der OECD entlastet: Der Anteil der Ölimporte an der gesamten Importrechnung sank von etwa 25 Prozent im Jahre 1980 auf nur etwa 10 Prozent heute, wobei es jedoch starke nationale Unterschiede gibt. Andererseits überdecken diese Erfolge aber nur zu leicht die Verluste die damit den erdölexportierenden Staaten zugefügt werden. Als Folge des rapiden Verfalls der Ölpreise, der zum Teil eine Reaktion auf die koordinierten Bemühungen der OPEC um eine Beeinflussung der Märkte zu ihren Gunsten ist, hat sich seit ca. zehn Jahren eine von der breiten Öffentlichkeit unbemerkte dritte Ölkrise eingestellt, von der die OPEC wirtschaftlich und sozial schwer getroffen wird. 1995 lag der reale Ölpreis auf dem Niveau an, das vor der ersten (!) Ölkrise erreicht wurde (BP, 1995). Infolgedessen und wegen sinkender Marktanteile sanken die jährlichen Öleinnahmen der (heutigen) OPEC-Mitglieder von 274 Mrd. US-\$ 1980 auf 149 Mrd. \$ und

stagnieren in den 90er Jahren auf einem noch niedrigeren Niveau von etwa 116 Mrd. \$ (jeweils in lfd. \$). Die sozialen und politischen Unruhen, die heute in fast allen diesen Staaten spürbar sind, sind auch Ausfluß der Einnahmerückgänge. Hier zeigt sich, daß Marktprozesse dazu neigen, kurzfristige Gewinne (für einige) zu produzieren, aber für langfristige Stabilitätsrisiken blind zu sein.

Sicherlich werden nach dem Jahre 2010 die OECD-Staaten und Europa speziell in einem verstärkten Wettbewerb vor allem mit asiatischen Nachfragern nach Energieressourcen, besonders Erdöl, stehen. Länder, die heute noch als Entwicklungsstaaten bezeichnet werden, dürften zu (intern freilich sehr heterogenen) industriellen Schwellenländern, einige der heutigen Schwellenländer gar zu (post-) industriellen Ländern geworden sein (etwa Taiwan, Südkorea). Zugleich konzentrieren sich die verbleibenden strategischen Exportpotentiale von konventionellem Erdöl auf eine „Kern-OPEC“ im arabischen Raum um den Golf. Möglicherweise kommt neben Rußland, dessen Exportpotential weiter sinken wird, dem Kaspischen Meer eine besonders für Europa wichtige, die Versorgung diversifizierende Rolle zu. Auch die Gasversorgung wird, werden die Pläne für eine verstärkte Nutzung auch aus Gründen der Emissionslimitierung umgesetzt, zunehmend die riesigen Ressourcen im Golfraum einbeziehen müssen. Damit konzentrieren sich zwei wichtige Energieträger auf die Golfregion, die zum Zentrum des Wettbewerbes zwischen asiatischen und europäischen Nachfragern werden könnte und von der wir heute nur vermuten können, daß sie auch in den nächsten Dekaden noch immer kein Hort der Stabilität ist. Diffuse Störungen in den Ländern sind also auch langfristig nicht unwahrscheinlich, und die Instrumente zur Krisenvorsorge der Importregionen müssen besonders auf solche Ereignisse ausgerichtet sein. Ob und wie intensiv die Konflikte in diesen Regionen und eventuell zwischen ihnen und z.B. Europa (und damit die Wahrscheinlichkeit gezielter Störungen) ist, läßt sich nicht vorhersagen.¹¹ Die von Huntington (1993) vertretene, von den Medien begierig aufgegriffene These, ein „Zusammenstoß der Zivilisationen“ werde die Konfliktkonstellation des kommenden Jahrhunderts sein, ist aus guten Gründen nicht unwidersprochen geblieben (Tibi, 1996). Ob es in den ersten Dekaden des neuen Jahrhunderts überhaupt einen die Politik von der globalen bis hin zu lokalen Ebenen prägende Konfliktkonstellation wie den Ost-West-Konflikt geben wird, ist durchaus offen. Möglicherweise gibt es ein „Tigerfell“ von Konflikten, die keinem großen Paradigma folgen und zumeist nicht unmittelbar miteinander verbunden sind, aber angesichts weiter wachsender wechselseitiger Abhängigkeiten doch mittelbar überall ihre Auswirkungen zeigen werden (Ruloff, 1994). Oder wird die heute beschworene „Globalisierung“ auf einer allgemeinsten Ebene die Ursache dieser Konfliktmuster sein, und welche Bedeutung wird sie für die künftige

¹¹ Vermutlich werden die USA auch an diesen Ölressourcen interessiert bleiben, aber eine stärkere Konzentration auf einen „amerikanischen Versorgungsverbund“, in dem Mexiko und Venezuela eine wichtige Rolle übernehmen, ist nicht auszuschließen. Welche Folgen das für die Verteilung der außen- und sicherheitspolitische Aufgaben zwischen den USA und Europa bei der Stabilisierung der Golfregion haben könnte, ist seit den 70er Jahren wiederholt diskutiert worden (Fischer/Häkel, 1987).

Energieversorgung haben? Wie ausgeprägt wird die andere Seite der Globalisierung, die „Fragmentierung“ sein, d.h. wer sind die Verlierer neuer weltwirtschaftlicher Strukturen und wo leben sie (Narr/Schubert, 1994). Möglicherweise kommt dann, unter veränderten Bedingungen und mit neuen Akzenten, erneut eine Diskussion über eine gerechtere Neue Weltwirtschaftsordnung (NWWO) auf, die bis in die 80er Jahre hinein eines der vorrangigen Themen vor allem im Nord-Süd-Verhältnis war - allesamt offene Fragen.

Vermutlich wird die Verflechtung zwischen Verbrauchern und Öl- und Gasförderer weiter voranschreiten und diese noch stärker in die Weltmarktstrukturen integrieren, als das heute schon der Fall ist. Im Erdölsektor ist die „downstream-Integration“ auch von OPEC-Staaten, d.h. ihre Beteiligung an Raffinerien, Tankstellen etc. in den Verbraucherstaaten, durch den zweiten Golfkrieg nur zeitweise aufgehalten worden (Abdalla, 1995). Ein Ausfluß solcher Verflechtungen könnte die weitere Internationalisierung der Energieindustrien sein, die als „echte Multis“ die Spartenaufteilungen überwinden und zu „Energie-Dienstleistungsunternehmen“ werden. In solchen (weltumspannenden) Unternehmen mit vielfältiger Kapitalbeteiligung aus zahlreichen Ländern könnten die Interessen der Erzeuger und Verbraucher von Energie enger zusammengeführt werden, was die Wahrscheinlichkeit von gezielten Versorgungsstörungen vermindert. Beide Seiten könnten an einer effizienten Energienutzung, die Ressourcen schont und sie länger verfügbar hält, interessiert sein. Eine politisch gewollte integrierte Energie- und Ressourcenpolitik, die möglichst optimal funktionierende Systembeziehungen anstrebt, wäre eine Triebkraft für diese Entwicklung.

Eine solche integrierte Politik könnte Ausfluß der „neuen Grenze“ des Ressourcensystems, nämlich seiner ökologischen Grenzen, sein. Zwar werden die „alten“ Ressourcengrenzen nicht ohne weiteres wegfallen: So beträgt die dynamische Reichweite, d.h. bei Berücksichtigung einer steigenden Nachfrage, bei konventionellem Erdöl in den meisten Abschätzungen nur ca. 50 Jahren. Aber (unterstellt, die Zahl stimmt) dazu kommen noch riesige Ressourcen an Schwer- und Schwerstölen, deren umfassende Nutzung freilich eine ökologische Herausforderung wäre. (Für Erdgas liegt die dynamische Reichweite mit bis zu 100 Jahren deutlich höher.) Künftige Ressourcennutzung wird, lange bevor alle diese Ressourcen selbst „erschöpft“ sind (ist das in einem Marktsystem überhaupt vorstellbar?), an ihre ökologischen Grenzen stoßen, wenn nicht eine effiziente Nutzung sichergestellt ist, die sich in natürliche Kreisläufe einordnet. Dies wird nicht ohne großräumige Koordination gelingen, und viel spricht dafür, daß das nächste Jahrhundert eines der internationalen Umweltpolitik ist (Thomas, 1992). Die Betonung liegt hier auf Politik, und es gibt keinen Grund zu der Annahme, Politik werde sich angesichts der „Globalisierung“ und der zunehmenden Macht von transnationalen Finanzakteuren und Unternehmen von der Bühne verabschieden. Sicher wird sie sich in ihren organisatorisch-institutionellen Ausgestaltungen den neuen Rahmenbedingungen anpassen müssen, sie aber auch mitformen. Das gilt auch für das zentrale Strukturmerkmal von Politik, die Organisation in Staaten. Die Grenzen von Staaten werden

sicher noch durchlässiger, nationale Steuerungspotentiale nehmen ab. Aber sie werden nicht alle ihre Funktionen verlieren, müssen sie aber auf transnationale Ebene organisatorisch (z.B. länderübergreifende Institutionen) und funktional (etwa problemspezifische internationale Steuerungsmechanismen) der „Globalisierung“ anpassen (Brock/Albert, 1995).

Es bleiben aber viele Unwägbarkeiten, die nicht alle wirklich antizipierend aufzulösen sind. Aus heutiger Sicht plausibel aber ist: Die potentielle Krisenhaftigkeit von Öl- und Gasexportregionen, eine starke Importabhängigkeit Europas beim Erdöl, dessen Nutzung auf die mobile Anwendung konzentriert ist, sowie - sehr langfristig - wachsende Importe von Erdgas aus immer weiter gelegenen Regionen zwingen dazu, das Instrumentarium für Energieversorgungskrisen zu pflegen und anzupassen. Das bleibt grundsätzlich eine Aufgabe der Politik, auch wenn operativ, wie schon heute, die Implementierung wesentlicher Maßnahmen privatwirtschaftlich organisierten Unternehmen überlassen bleibt.

Wer versorgt Europa? - alte und neue Optionen

In Abbildung 8 werden die Länder bzw. Regionen identifiziert, die ein langfristig bedeutsames Exportpotential für den europäischen Markt sowohl bei Erdöl als auch Erdgas aufweisen. Nach 2020 wird es drei dieser Exportregionen geben: (i) Rußland; die Gasexporte können steigen, bei den Ölexporten ist, u.a. wegen eines langfristigen internen Nachfrageanstiegs, ein Rückgang zu erwarten. (ii) Eng mit Rußland verwoben ist die Region um das Kaspische Meer: Gegenwärtig findet ein heftiger Wettbewerb zwischen Staaten und Ölgesellschaften über die Kontrolle dieser Ressourcen und über die Führung von Exportpipelines statt (Barylski, 1995). Rußland versucht, diese Ressourcen bzw. die Pipelines in seinen Einflußbereich zu bringen, während OECD-Staaten und andere Nachbarn des Kaspischen Meeres gerade das verhindern wollen, um selbst Einfluß auf Förderung und Export zu gewinnen. Wie das Machtspiel um eine auch aus europäischer Sicht interessante Versorgungsoption, die vor allem zur Diversifizierung der Ölbezüge beitragen kann, ausgeht, ist noch offen. (iii) Die mit Abstand größte Exportregion bleiben die der OPEC angehörenden Staaten in der Golfregion. Hier konzentrieren sich die großen Öl- und die (potentiellen) großen Gasexporteure, die für große Teile der Welt, insbesondere für Asien und Europa interessant sind. Ihre Marktmacht, besonders beim Erdöl, wird ganz erheblich wachsen, die Risiken von diffusen und (weniger ausgeprägt) von gezielten Versorgungsstörungen bleiben hoch.

Diese zentrale Stellung der Golfregion im Ölsektor ist vor dem Hintergrund der in den nächsten Dekaden weltweit steigenden Nachfrage nach flüssigen Energieträgern zu sehen. Flüssige Energieträger werden in Europa auch langfristig den Verkehrssektor dominieren, dessen wirtschaftliche Bedeutung (ohne drastische politische Gegensteuerung) eher zu- als abnimmt. Deshalb wird sich, wie schon wiederholt dargelegt wurde (Energy in a Finite World, 1981; Runge/Fischer 1990), ein „Energieproblem im Energieproblem“ aufbauen, nämlich die ausreichende, politisch stabile Versorgung des Globus mit flüssigen Energieträgern. Bleibt eine stabile Versorgung aus, können Störungen in einem angespannten Verkäufermarkt

gravierende politische und wirtschaftliche Auswirkungen haben. Mit dem Aufstieg einer „Kern-OPEC“ am Golf, die spätestens in den 20er Jahren des nächsten Jahrhunderts in die Schlüsselstellung am Markt für Mineralöle gelangt, stellt sich die Frage, wann neue flüssige Energieträger in die Märkte gebracht werden, um den Einfluß dieser Kern-OPEC zu dämpfen, und woher sie kommen. Dafür stünden, wie die Abbildung 8 zeigt, eine Reihe von Energieträgern zur Verfügung, die aber unterschiedliche Anforderungen an die Infrastruktur stellen und verschiedene Kosten aufweisen. Hier kann nicht die Frage diskutiert werden, ob eher Methanol oder Produkte aus Schweröle, die sich relativ problemlos in die heutige Infrastruktur der Kohlenwasserstoffe einordnen, oder Wasserstoff in die Märkte kommt, oder welche Techniken im mobilen Sektor zum Einsatz kommen (Brennstoffzelle?). Aus der Abbildung 8 läßt sich aber ablesen, daß auch neue Energieträger aus Regionen stammen könnten, die schon beim Export von konventionellen Öl und beim Erdgas die Schlüsselstellungen einnehmen. So wären die riesigen Gasressourcen der Golfregion ein guter Rohstoff für Methanol. (Auch mit Sonnenenergie erzeugter Wasserstoff könnte im Angebot dieser Staaten sein.) Versorgungspolitisch wäre dann auch für Europa nichts gewonnen, die Abhängigkeit von der Golfregion könnte sogar wachsen. Wäre es denkbar, daß Europa aus Gründen der Versorgungssicherheit und Diversifizierung auf teurere, aber politisch sichere (eventuell einheimische) verflüssigte Energieträger zurückgreift? Welche und eine wie starke Politik wäre nötig, um das durchzusetzen?

Heute können diese Fragen, die im Kern nicht neu sind (vgl. Energy in a Finite World, 1981), aber in versorgungspolitisch guten Zeiten immer wieder verdrängt wurden, noch nicht beantwortet werden. Zu viele Faktoren, die dabei berücksichtigt werden müssen, lassen sich noch nicht antizipieren. Aber eine langfristige Energiepolitik, die eine Balance ihrer Ziele sicherstellen will, kann sich den Fragen nicht entziehen. Oder will die Politik ihre Verantwortung an die Märkten delegieren, denen es dann überlassen bleibt, ob sich künftig eine krisenarme Balance von Nachfrage und Versorgung „unter Streß“ ergeben wird?

Schlußfolgerungen

Für die ersten Dekaden des neuen Jahrhunderts zeichnet sich im Rahmen der als am wahrscheinlichsten gehaltenen Energieszenarien ein sich verschärfendes Problem der Versorgung mit flüssigen Energieträgern ab. Die verfügbaren konventionellen Reserven werden sich zunehmend auf die (vermutlich nicht sehr stabilen) Staaten der Golfregion konzentrieren. Um eine krisenarme, ausreichende Versorgung sicherzustellen, muß nach anderen flüssigen Energieträgern gesucht werden, die aus stabilen, berechenbaren Regionen kommen. Zwar gibt es Optionen (unkonventionelle Öle, Methanol, Wasserstoff, Bioalkohole), aber weder ihre politisch sichere Herkunft noch ihre Umweltverträglichkeit sind ohne weiteres sichergestellt. Notwendig ist es, die Kette von der Erzeugung bis zur Verwendung zu betrachten, um die Umweltbelastung etwa bei der Herstellung von Wasserstoff und einem Kraftstoff aus Schwerölen vergleichen zu können. Aber in jedem Fall stellt sich die Frage, mit

welchen Energieträger die Umwandlungsprozesse erfolgen sollen: autotherm oder allotherm? Dies ist nicht nur eine zentrale Frage für die Wirtschaftlichkeit, sondern auch für die ökologischen Folgen dieser Prozesse. Eine großtechnische Herstellung etwa von Methanol ist ohne den Einsatz von Kernenergie und/oder „harter“ Solarnutzung (große Sonnenkraftwerke) bzw. von Elektrizität aus Wasserkraft (riesige Stauseen mit ihren negativen ökologischen und sozialen Auswirkungen) nicht vorstellbar. Wer also auf solche Techniken aus welchen Gründen auch immer möglichst weitgehend verzichten will, muß eine Energiestrategie entwickeln, die die globale Nachfrage nach flüssigen Energieträgern stark dämpft, um nicht in die Erzeugung neuer flüssiger Energieträger und damit in die Abhängigkeit von diesen Techniken gedrängt zu werden.

Erdgas wird für einen längeren Zeitraum auch aus ökologischen Gründen präferiert werden. Die Versorgungssituation Europas stellt sich hier aber deutlich besser dar als beim Erdöl, da die einheimischen Quellen auch sehr langfristig hohe Beiträge liefern. Ab 2020 werden die Importmengen zunehmen und auch entfernt liegende Ressourcen (auch der Golfregion) erschlossen werden. Dies erfordert eine stärkere Beachtung der Krisenvorsorge, als es heute nötig ist. Die Anfälligkeit der Pipeline-Transportrouten bleibt der Schwachpunkt der Gasversorgung. Die Hoffnungen, verstärkt Erdgas auch aus ökologischen Gründen zu nutzen, wird sich nur realisieren, wenn es gelingt, stabile Beziehungen im Dreieck von Förderländern - Durchleitungsstaaten und Verbraucherländer aufzubauen.

Energiepolitik und Krisenvorsorge werden auch langfristig unverzichtbar bleiben. Eine mangelnde Vorbereitung auf Krisen würden sie verschärfen, möglicherweise unkontrollierbar machen und so die internationale Sicherheit gefährden. Es bleibt Aufgabe der Politik, aus Gründen der Vorsorge Instrumente zur Krisenvorsorge und zum Krisenmanagement bereitzuhalten, auch gegen die Trends des Marktes. Die wichtigen Instrumente, über die heute die IEA verfügt, müssen gepflegt, angepaßt und bei Bedarf erweitert werden.

Es gibt aber keinen Grund zur Panik: Die Ängste der 70er Jahre über eine alle Machtstrukturen revolutionierende Rohstoffmacht sind nicht berechtigt. Wir müssen auch, wie Odell (1995) betonte, auf die Chancen des Energiemarktes blicken: Für einen längeren Zeitraum stehen noch genug Öl- und Gasversorger bereit, deren Wettbewerb untereinander einen Käufermarkt, günstige Versorgungs- und Preisstrukturen, auch für Europa schaffen können. Langfristig werden diese Staaten aber weniger werden, ferner gelegen und möglicherweise auch wegen des Käufermarktes, der für die Produzenten zu einem Einnahmeverfall führt, nicht sehr stabil sein. Deshalb bleibt Vor(aus)sicht ein Gebot einer verantwortungsvollen Energiepolitik. Sie muß als Teil einer staatlichen Vorsorgepolitik auch dazu beitragen, daß energiebezogene Forschung und Entwicklung ihren Stellenwert behalten.

Literatur

- Abdalla, Kathleen (1995): The changing structure of the international oil industry. In: Energy Policy, Heft 10, 871-877.
- Barylski, Robert V. (1995): Russia, the West, and the Caspian Energy Hub. In: Middle East Journal, Heft 2, 232.
- Bergius, Susanne (1996): Konzern empfiehlt sich als „europäische Erdgasbank“. In: Handelsblatt v. 4.6.96.
- Bolle, Anne/Steeg, Helga (1995): Die Energiepolitik der Industrieländer. In: Michaelis/Salander (Hrsg.), 215-222.
- BP, British Petroleum (1995): BP Statistical Review of World Energy. June 1995. London.
- Brock, Lothar/Albert, Mathias (1995): Entgrenzung der Staatenwelt. In: Zeitschrift für Internationale Beziehungen, Heft 2, 259-285.
- CIA, Central Intelligence Agency (1995): World Factbook 1995. Washington D.C. (CIA).
- Czakainski, Martin (1995): Globale Energieversorgung: Was kann die Zukunft von uns erwarten? In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 11, 690-696.
- DOE, Department of Energy (1995): International Energy Outlook. Washington D.C., Energy Information Administration (DOE/EIA-0484(95).
- DOE (1995): Country Factsheets. Washington D.C. (<http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/>) = DOE, 1995a.
- Duncan, P. (1995): Geopolitische aspekte der Öl- und Gaswirtschaft. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 1/2, 34-38.
- Eickhoff, Günther/Remper, Hilmar (1995): Weltreserven und -ressourcen beim Energierohstoff Erdgas. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 11, 709-716.
- Energy in a Finite World (1981). A Global Systems Analysis. Wolf Häfele, Program Leader. Cambridge/MA (Ballinger).
- Energiereport/Prognos AG (Hrsg.) (1996): Die Energiemärkte Deutschlands im zusammenwachsenden Europa. Stuttgart (Schäffer-Poeschel).
- European Energy to 2020 (1995): A Scenario Approach. Commission of the European Communities, November 1995 (draft), Brussels.
- Fischer, Wolfgang/Häckel, Erwin (1987): Internationale Energieversorgung und politische Zukunftssicherung. München (Oldenbourg).
- Fulkerson, William u.a. (1996): Energie aus fossilen Brennstoffen. In: Spektrum der Wissenschaft. Dossier Klima und Energie. Heidelberg, Juni 1996, 92-99.
- Götz, Roland/Halbach, Uwe (1996): Politisches Lexikon GUS. München (Beck). Neubearbeitete 3. Auflage.
- Huntington, Samuel P. (1993): The Clash of Civilizations? In: Foreign Affairs, Heft 3, 22-49.
- IEA (1995): Oil Supply Security: The Emergency Response Potential of IEA Countries. Paris (OECD) = IEA, 1995a.

- IEA, International Energy Agency (1995): The IEA Natural Gas Security Study. Paris (OECD).
- MBV, Mineralölbevorratungsverband (1995): Jahresbericht 1995. Hamburg 1996 (MBV).
- Meyers, Reinhard (1993): Krieg und Frieden. In: Wichard Woyke (Hrsg.) Handwörterbuch Internationale Politik. Bundeszentrale für Politische Bildung, Bonn 1993 (5. Auflage), 237-253.
- Michaelis, Hans (1995): Internationale Energiepolitik. In: Michaelis/Salander (Hrsg.), 201-204.
- Michaelis, Hans/Salander, Carsten (Hrsg.) (1995): Handbuch Kernenergie. Frankfurt/M (Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke m.b.H.).
- Mitchell, John V. (1994): An Oil Agenda for Europe. London (The Royal Institut of International Affairs).
- Müller-Michaelis, Wolfgang (1995): Mineralölwirtschaft/Ölpolitik. In: Michaelis/Salander (Hrsg.), 259-286.
- Narr, Dieter/Schubert, Alexander (1994): Weltökonomie. Die Misere der Politik. Frankfurt/M (Suhrkamp).
- Odell, Peter (1995): Europe's Energy: panic over, opportunity knocks. The World Today, Heft 10, 191-192.
- Prior, Michael (1994): The Supply of gas to Europe. In: Energy Policy, Heft 6, 447-454.
- Stanislaw, Joseph/Yergin, Daniel (1993): Oil: Reopening the door. In: Foreign Affairs, Heft 4, 81-93.
- Ruhrgas (1995): Grundzüge der Erdgaswirtschaft. Essen (Ruhrgas).
- Ruloff, Dieter (1994): Die Zukunft des internationalen Systems: Was sagt die Theorie? In: Kurt R. Spillmann (Hrsg.): Zeitgeschichtliche Hintergründe aktueller Konflikte. Zürich (Züricher Beiträge zur Sicherheitspolitik und Konfliktforschung).
- Runge, H. C./Fischer, W. (1990): Erdöl und Erdgas im Übergang der Energiesysteme. In: Energiesysteme im Übergang. Studienleitung: Wolf Häfele. Landsberg/Lech (mi-Poller), 49-140.
- Thomas, Caroline (1992): The Environment in International Relations. London (The Royal Institut of International Affairs).
- Tibi, Bassam (1996): Strukturelle Globalisierung und kulturelle Fragmentierung. In: Internationale Politik, Heft 1, 29-36.

GEZIELTE STÖRUNGEN	DIFFUSE STÖRUNGEN
„Strangulation“ <ul style="list-style-type: none"> • Belieferung unterbrechen • Transportwege unterbrechen • Förderländer besetzen 	Zwischenstaatlicher Krieg <ul style="list-style-type: none"> • lokaler Krieg • regionaler Krieg
„Beeinflussung“ <ul style="list-style-type: none"> • Belieferung reduzieren • Transportwege/Förderländer bedrohen • Preissprünge erzwingen 	Interner Krieg <ul style="list-style-type: none"> • Binnenkonflikt • Externe Einmischung
	Interner Konflikt

Abbildung 1: Ursachen einer Gefährdung der Energieversorgung (Szenarien)

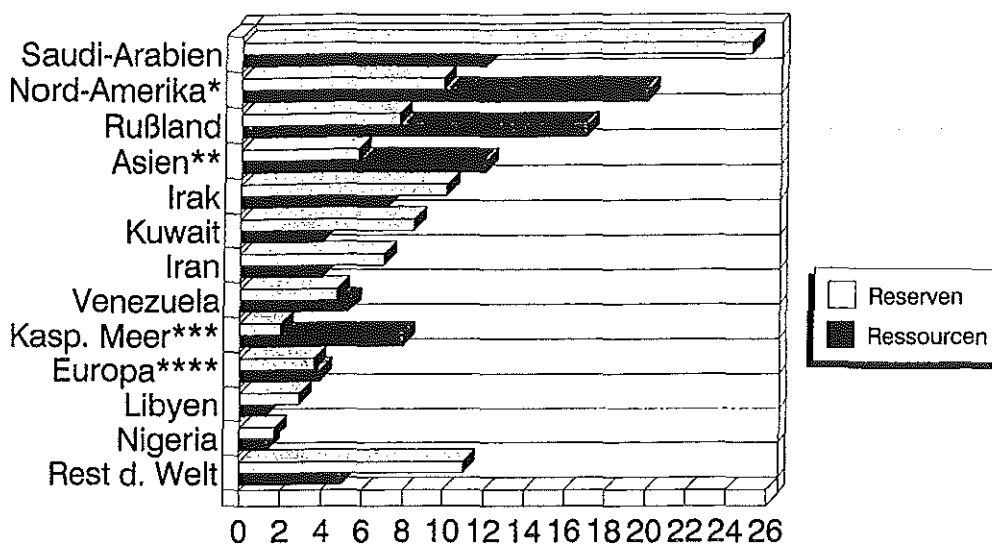
	Gezielte Störungen		Diffuse Störungen	
	Interne Maßnahmen	Internationale Maßnahmen	Interne Maßnahmen	Internationale Maßnahmen
Krisenverhütung und Abschreckung	<ul style="list-style-type: none"> • Diversifizierung • Vorratshaltung • flexible Energiesysteme 	<ul style="list-style-type: none"> • Außenpolitik • Interdependenzen • flexible Versorgungssysteme 	-	<ul style="list-style-type: none"> • Außenpolitik • regionale Kooperation & Unterstützung
Krisenmanagement	<ul style="list-style-type: none"> • Diversifizierung • Vorratshaltung • Senkung des Verbrauchs • Fuel-switch (Nutzung anderer Brennstoffe) 	<ul style="list-style-type: none"> • Diversifizierung • Krisenmechanismus • Transnationale Verbundsysteme • Außen- & sicherheitspolit. Instrumente 	<ul style="list-style-type: none"> • Diversifizierung • Krisenmechanismus • Reparaturkapazitäten/Beitstellung von Fachpersonal 	<ul style="list-style-type: none"> • Krisenmechanismus • techn. Hilfeleistung • Außen- & sicherheitspolitisches Instrumentarium
Strukturelle Anpassung	<ul style="list-style-type: none"> • Effizienzsteigerung • Substitution • neue Energieträgertechniken 	<ul style="list-style-type: none"> • Diversifizierung • Weltmarkt & Interdependenz • transnationale Unternehmen stärken 	<ul style="list-style-type: none"> • Effizienzsteigerung • Substitution • neue Energieträgertechniken 	<ul style="list-style-type: none"> • Effizienzsteigerung • Substitution • neue Energieträgertechniken • transnationale Unternehmen

Abbildung 2: Instrumente einer Politik der Versorgungssicherheit

Instrument	Kosten	Nutzen	Akteur
Vorrats-haltung*	hoch (gering)	groß	Staat/Wirtschaft (Private)
Verbrauchs-senkung*	gering - hoch	gering - mittel	Staat
Diversifizierung	?	groß	Wirtschaft/ Staat
Effizienz-steigerung	gering - hoch	groß	Staat/Wirtschaft/ Private/Wissen-schaft
Substitution Fuel switch	gering - hoch	?	Staat/Wirtschaft/ Private/Wissen-schaft
Transnationa-le Verbundsys-teme	hoch	groß	Wirtschaft/ Staat
Neue Energie-träger	?	groß	Wirtschaft/ Staat/ Wissen-schaft
Weltmarkt-Orientierung/ Interdependen.	gering - hoch	?	Staat/ Wirtschaft
Multinationale Unternehmen	?	mittel - groß	Wirtschaft/ Staat/
Technische u. a. Hilfeleistung	?	?	Staat/Wirtschaft
Anreize/ Sanktionen	?	?	Staat
Außenpolitik/ Diplomatie	gering	?	Staat
Militärische In-strumente	hoch	? (selektiv)	Staat

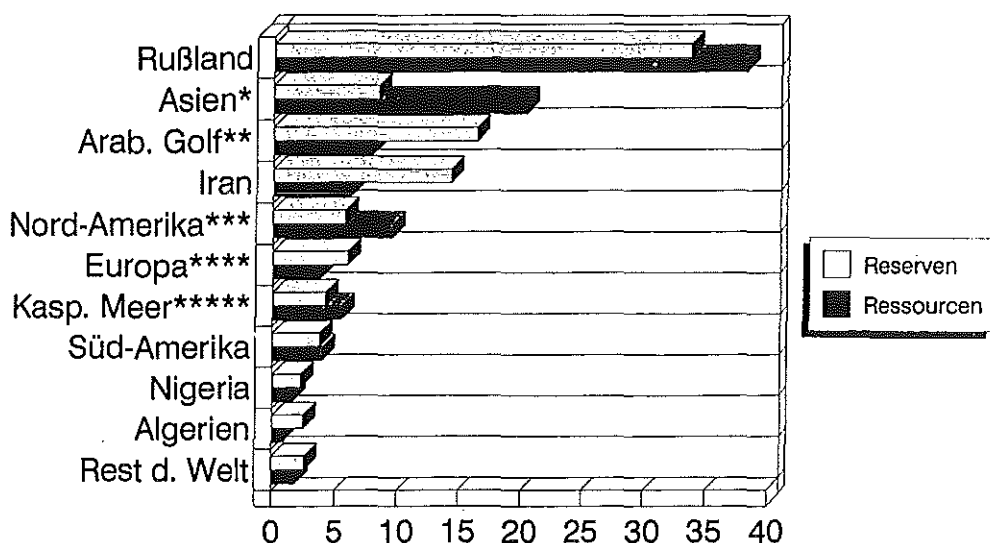
* und andere Elemente des Krisenmechanismus der Internationalen Energieagentur

Abbildung 3: Kosten und Wirksamkeit der Instrumente



*incl. Mexiko **Ohne Rußland, Kasp. Meer, Golfregion ***Ohne Rußland ****Ohne GUS

Abbildung 4: Erdöl- Verteilung der Reserven und Ressourcen



(Berechnet nach: Eickhoff/Rempel, 1995; Länder mit Vorräten über 1000 Mrd. Kubikmeter)

*Ohne Rußland, Arab. Golf, Kasp. Meer **Ohne Iran *** incl. Mexiko ****Ohne Rußland, Kasp. Meer *****Ohne Rußland

Abbildung 5: Erdgas- Verteilung der Reserven und Ressourcen

Land	Einnahmen Öl-/Gasex- porte	Politik	Erdöl-/Erdgas- Wirtschaft	Langfristiges Ex- portpotential ² Erdöl	Erdgas	OPEC -Mit- glied
Saudi- Arabien	42 Mrd. \$ 95 % 75% 35%	sunnitische Königtum, Merk-male wachsender Destabilisierung	Nationalisiert, JV ³ , downstream-Integration ⁴	sehr hoch	mäßig (ass. G.) ⁵	ja
Kuwait	11 Mrd. \$ 90% 90% 50%	Konst. Monarchie, latent instabil, faktisch Gebietsansprüche des Irak	Nationalisiert, verstärkte Öffnung für JV/Investitionen; downstream-Integrat.	sehr hoch	gering	ja
Vereinigte Arabische Emirate	10 Mrd. \$ 66% kA 40%	Föderation von Autokratien, z.T. latent instabil & Grenzkonflikte	Nationalisiert, JV, mäßige downstream-Integration	hoch	sehr hoch* (nicht-ass. G.) ⁶	ja
Irak	k.A. (UNO-Sanktion); 1989 15 Mrd \$, 90% Exporteinn.	Diktatur, schwere Rezession & Schäden an Infrastruktur (Golfkriege)	Strikte Staatskontrolle; keine JV wg. Sanktionen, 1996 Export unter UNO-Kontrolle (2 Mrd.\$)	sehr hoch	mittel* (ass. G.) ⁶	ja
Katar	2,2 Mrd \$ 75% 70% 30%	Autokratie, Grenzkonflikte, gute Beziehungen zu Irak	Nationalisiert, JV besonders im Gasbereich (LNG)	gering	sehr hoch* (nicht-ass. Gas.) ⁷	ja
Iran	14,5 Mrd \$ 75% ⁸ kA kA	Shiitische Theokratie, wach sende Anzeichen v. Instabilität, USA-Embargo ⁹	Nationalisiert, Infrastrukturschäden aus 1. Golfkrieg, z.T. JV und downstream-Integration	mittel	sehr hoch (Pipeline & Flüssiggas, LNG)	ja
Rußland	28 Mrd \$ ⁹ kA kA kA	Autoritäre Demokratie, Rezession, lokale Bürgerkriege, Grenzkonflikte ¹⁰	Semi-Privatisierung, Rückgang Öl-/Gasproduktion; JV zögerlich (Rechtsunsich.)	mittel	sehr hoch (nicht-ass. Gas) ¹⁰	ja
Libyen	7-8 Mrd \$ 95 % kA 33%	Militärdiktatur, Anzeichen von internen Konflikten, UNO-/USA-Sankt.	Nationalisiert, vorsichtige Öffnung für JV, aber Sanktionsfolgen spürbar	hoch	hoch	ja
Algerien	9 Mrd \$ ¹¹ 97 % 57% 25 %	Militärherrschaft, Ansätze einer semi-Demokratie, Bürgerkrieg mit islam. Fundament.	Nationalisiert, nur zögerliche JV wg. Bürgerkrieg, der die Öl-/Gaswirtschaft aber noch verschont	mittel	hoch (speziell für europäischen Markt)	ja
Venezuela	11 Mrd \$ 75 % 45% 24%	Semi-Demokratie, Rezession und innere Unruhen	Nationalisiert, begrenzte JV; downstream-Integration	sehr hoch ¹²	gering	ja
Nigeria	10 Mrd \$ 97 % kA kA	Militärherrschaft, Infrastrukturschäden, lokale Konflikte (Ogoni)	Nationalisiert, Vernachlässigung Infrastruktur, Öffnung für JV (zögerlich)	mittel	mittel - hoch* (LNG)	ja
Indonesien	4,4 Mrd \$ 12 % kA kA	Autokratie/Militärherrschaft, Anzeichen für Destabilisierung	Staatseinfluß, aber Deregulierung & Öffnung für Investit.	kein ¹³	hoch (LNG)	ja
Malaysia	3,3 Mrd \$ 4,5 % kA kA	Konstitutionelle Monarchie mit semi-Parlamentarismus	Staatseinfluß, aber Deregulierung & Öffnung für Investitionen	gering	mittel	nein
Turkmenistan	k.A.	Präsidial-Autokrat., wenige Reformen, Rezession, GUS ¹⁴	Kaum ausländische Investitionen wg. Rechtsunsicherheit	gering	hoch (nicht-ass. Gas) ^{14/15}	nein
Azerbaidschan	k.A.	Semi-Dem., Krieg m. Armenien, interne Konfl., GUS ¹⁵	Älteste Ölprovinz der Welt; sehr langsame Privatisierung; Öl-JV ¹⁶	mittel-hoch ¹⁵	gering	nein
Kasachstan	k.A.	Präsidial-Autokrat., enge Anlehnung an Rußland, GUS ¹⁵	Stockende Privatisierung, JV in Öl-/Gas sehr zögerlich	sehr hoch ¹⁵	mittel (assoz. Gas) ¹⁵	nein

¹Zeile 1=Exporteinnahmen in Mrd. US-Dollar (Ild. \$); Zeile 2=Anteil Öl-/Gasexporte an den Exporteinnahmen; Zeile 3=Anteil der Einnahmen aus Öl-/Gaswirtschaft an den Staatseinnahmen; Zeile 4=Anteil der Einnahmen aus Öl-/Gaswirtschaft am Bruttoinlandsprodukt; kA=keine Angaben. (Angaben für 1995). ²Nettoexportpotential über das Jahr 2010 hinaus. * = heute weitgehend fehlende Infrastruktur zur Gasgewinnung. ³Joint Ventures (JV) bzw. andere Beteiligungsformen ausländischer Investoren. ⁴Weiterverarbeitung von Erdöl (Raffinerien), z.T. eigene Tankerflotten und Beteiligungen an Raffinerien & Ölgesellschaften & Tankstellen in Absatzmärkten. ⁵Nicht-assoziiertes Gas dominiert die Vorräte. ⁶Assoziiertes Gas dominiert die Vorräte. ⁷Größtes nichtassoziiertes Gasfeld der Welt. ⁸Weitere 20 % des Exportes stellen Teppiche. ⁹Ca. 40 % dieser Einnahmen aus Erdgas. Für 1994 werden die Einnahmen auf 12,3 Mrd. \$ (Erdöl/produkte) und 7,9 Mrd. \$ (Erdgas) angegeben, d.h. 44% des Gesamtexportes (Energieexport/Prognos. 1996, 350). ¹⁰Staat mit den größten Vorräten an Erdgas. ¹¹70 % der Einnahmen entfallen auf Öl; 30 % auf Gasexporte. ¹²Sehr hohe Ressourcen an Schwer- und Schweröl, erst in Ansätzen erschlossen. ¹³Vermutlich Netto-Importeur ab den Jahren 2003-2015 (Spannbereich der Schätzungen). ¹⁴Exporte gehen bislang nach Rußland; Erdgasreserven und -ressourcen bis zu 530 Tef (Schätzungen). ¹⁵Unklarheit über die Führung der Exportpipelines, ohne russisches Territorium zu berühren. ¹⁶Jahrhundertvertrag von 1995: Regierung / meist aus Ölmultis bestehende Azerbaijan International Operation Company zur Ausbeutung eines off-shore-Feldes im Kaspischen Meer. Bis zum Jahre 2010 will das Konsortium knapp 100 000 Tonnen/Tag fördern. Russische Vorbehalte gegen den Vertrag, Unklarheiten über die Exportrouten. ¹⁷Anlieger des Kaspischen Meeres und Konflikte über die Aufteilung der Öl-/Gasressourcen des Meeres.

Abbildung 6: Merkmale der wichtigsten Exportstaaten

Quellen: CIA, 1995; DOE, 1995a; Götz/Halbach, 1996; Zeitungsberichte.

1970er	1990er	nach 2010 (Hypothesen)
OECD-Dominanz als Nachfrager	Neue Importregionen	OECD im Wettbewerb um Ressourcen
Verkäufermarkt/ kohärente OPEC	Käufermarkt/ schwache OPEC	„Kern-OPEC“ „Schlüssel“- Gasversorger
Nationalisierung d. Energieindustrie	Öffnung für ausländische Investitionen	Internationalisierung der Energie-wirtschaft
Trennung Förderung - Absatz	„Downstream“- Integration	Energiedienstleistungs-Multis
Energieträger-politik	Energiepolitik vs. Deregulierung	Integrierte Energie- & Ressourcenpolitik
Paradigma: „Endlichkeit der Ressourcen“	Ressourcen-optimismus	ökologische Grenzen d. Ressourcennutzung
Lokale-regionale Umweltpolitik	Transnationale Umweltpolitik	Internationale Umweltpolitik
Kernenergie/ Beginn der Politik „weg vom Öl“	Akzeptanzkrise Kernenergie; Erdgas-Expansion	Konzentration der Ölnutzung auf mobile Anwendungen/ Gas-Expansion
Krisen in Öl-Förder-Regionen	Zerfall der UdSSR	Sozialer Wandel in Öl-/Gasförder-regionen
Mangelhafte Krisen-vorsorge	IEA-Krisen-mechanismus	Stabiler Krisen-mechanismus
NWWO als Null-summenspiel	Interdependenz/ Weltmarktorient.	„Globalisierung“ & „Fragmentierung“
Kalter Krieg	Auflösung Ost-West-Konflikt	„Zusammenstoß d. Zivilisationen“

Abbildung 7: (Mögliche) Randbedingungen der Versorgung mit Erdöl und Erdgas

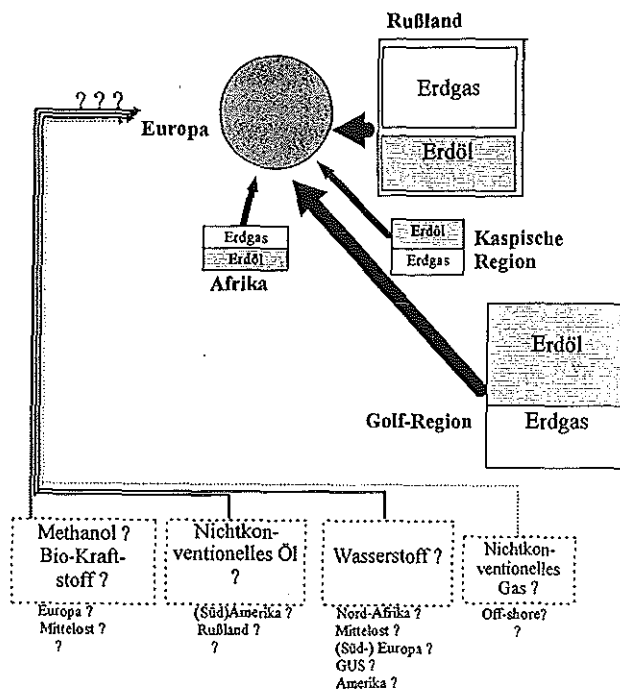


Abbildung 8: (Zusätzliche) Optionen der Versorgung Europas mit flüssigen und gasförmigen Energieträgern

»Sind die Deutschen technikfeindlich?«¹

Dr. Michael M. Zwick

Akademie für Technikfolgenabschätzung in Baden-Württemberg

Bereich 3: Gesellschaft, Technik, Umweltökonomie

Industriestr. 5 ■ D-70565 Stuttgart

Tel: 0711-9063-163

Fax: 0711-9063-299

Email: zwick@afta-bw.de

1. Einleitung

Im Zuge der Wirtschaftsstandort- aber auch der Gentechnikdebatte wurde die Technik- und Risikoakzeptanzforschung in der Bundesrepublik neu belebt. Diese hatte keineswegs immer Konjunktur. Für das Nachkriegsdeutschland lassen sich drei Phasen abgrenzen, in welchen Technikeinstellungen in je besonderer Weise vom vorherrschenden »Zeitgeist« tangiert und diesbezügliche Forschungsprojekte in unterschiedlicher Weise nachgefragt wurden.

In den Aufbau- und Wirtschaftswunderjahren galten der wissenschaftlich-technologische Fortschritt und seine industrielle Umsetzung als Garanten für Aufschwung, Prosperität und Wohlfahrt im weitesten Sinne. Die wissenschaftlich-technologische Entwicklung war sozusagen synonym für Zukunfts- und Fortschrittsoptimismus. Die weit verbreitete Technikeuphorie ließ empirische Einstellungsforschung weitgehend entbehrlich erscheinen - prekäre Technikeinstellungen waren in dieser Epoche einfach kein Thema. Als das Institut für Demoskopie in Allensbach 1966 erstmalig die Frage nach »Fluch oder Segen« der neuen Technologien stellte, bekannten sich noch annähernd 8 von 10 Befragten zu einer als »segensreich« empfundenen Technik. Lediglich eine kleine Minderheit verband damit negative Assoziationen.

Das blieb nicht lange so. Gegen Ende der 60er Jahre setzten in beinahe allen westlichen Industriegesellschaften Studentenunruhen ein. Gerade in Deutschland, wo die sozioökono-

¹ Ich danke Ortwin Renn für vielfältige Anregungen, die bei der Erstellung dieses Beitrages eine wertvolle Hilfe waren, und Gerhard Keck für die kritische Durchsicht des Manuskripts. Für die Inhalte trägt der Verfasser die alleinige Verantwortung. Die vorgetragenen Argumente müssen nicht in jedem Fall mit der Meinung der Akademie für Technikfolgenabschätzung übereinstimmen.

mischen Lebensbedingungen zwischen dem Kriegsende und dem »Wirtschaftswunder« extrem auseinanderklafften, trafen die Studentenproteste die Gesellschaft völlig unvorbereitet ins Mark: Nach gängiger, »materialistischer« Lesart hätte nämlich gerade von den Studenten als einer zukünftigen gesellschaftlichen Elite, für die die wirtschaftliche Verfassung Deutschlands einige Privilegien in Aussicht stellte, erwartet werden müssen, daß sie mit den bestehenden wirtschaftlichen und politischen Arrangements besonders zufrieden hätten sein müssen. Doch die Studenten, erstmalig unter Bedingungen der Prosperität aufgewachsen, entwickelten neue Maßstäbe zur Beurteilung von Gesellschaft, wobei Selbstverwirklichung, intellektuelle, emanzipatorische, partizipative und ästhetische Bedürfnisse in den Vordergrund und materielle Ziele in den Hintergrund getreten waren. Mit diesen Bedürfnissen eng verknüpft war - in Anlehnung an die »deutsche Romantik« - die Sehnsucht nach einer heilen Reproduktionssphäre, die nicht durch die »mega-dreads« industrieller Gigantomanie bedroht wird, nach einem Leben, das vor den unentrinnbar erscheinenden Mechanismen von Funktionalisierung, Effektivierung und Kommerzialisierung zu schützen sei und nach einer unversehrten Natur als dem Inbegriff des Gesunden, Guten, Schönen, manchmal auch des Heiligen. Ihre harte Gesellschaftskritik, die später von den aufkommenden Bürgerinitiativen und »neuen sozialen Bewegungen« fortgeführt wurde - wobei das ökologische Moment weiter an Gewicht gewann -, brachte Bewegung in die gesellschaftsweiten Technikeinstellungen. Noch lange vor den Katastrophen von Seveso (1976), Harrisburg (1979), der Schädigung von erstmals mehr als 50% des deutschen Waldbestandes (1984), Sellafield (1984), Tschernobyl (1986), einer Serie schwerer Havarien von Supertankern in den 70er und 80er Jahren, dem Hanauer Plutoniumskandal und den Chemieunfällen von Sandoz und Ciba-Geigy (1986)², setzte ein sukzessiver Bedeutungswandel ein: Das Verhältnis zwischen Ökonomie und Ökologie wurde in wachsenden Teilen der Bevölkerung als zunehmend prekär empfunden. Die verschobenen Gleichgewichte zwischen produktiver und reproduktiver Sphäre zogen eine Debatte um Lebensqualität nach sich, deren Substanz - ganz in postmaterialistischer Manier - in zunehmendem Maße von Lebensstandard abgelöst wurde. Die Kontroversen um Technik, Fortschritt, Wirtschaftswachstum etc. trugen in dieser Zeit stark polarisierte Züge.

Gegen Ende der 80er Jahre trat ein abermaliger spürbarer Wandel ein: Die neuen sozialen Bewegungen waren von der politischen Oberfläche weitgehend verschwunden, die GRÜNEN hatten sich im politischen System etabliert, einiges an ihren vormalig spektakulären Positionen hatte sich abgeschliffen. Viele Alternative hatten sich entweder Nischen im Humandienstleistungsbereich geschaffen und sich dort mehr oder weniger etabliert, andere Teile der Ökologiebewegung bilden mittlerweile ein subkulturelles urbanes Milieu, mit ent-

² Vgl. Zwick, M.M. 1996: Internationale Katastrophendatenbank des 20. Jahrhunderts, Stuttgart.

sprechender Ausstattung an Infrastruktur: von Bio-, Kinderladen- und Dritte-Welt-Läden, über ein breites Spektrum von ganzheitlichen Selbstverwirklichungsangeboten - angefangen von »African-Drumming« und »Aikido« bis hin zur buddhistischen »Zen-Meditation«. Spätestens mit der Ölkrise von 1973 und einer bis Ende der 80er Jahre schrittweise zunehmenden Sockelarbeitslosigkeit hatte auch das Bild der Wohlstands- und Überflußgesellschaft allmählich erste Risse bekommen, von denen allerdings nicht die breite Masse betroffen war. Allmählich war ein Rückgang der Polarisierung in der Technik- und Risikodebatte festzustellen - und mit ihm ein abnehmendes Interesse an der empirischen Erforschung der Einstellungen zu wissenschaftlich-technologischem Fortschritt, der Akzeptanz von Großtechnologien und damit verbundenen Risiken. Dementsprechend prekär ist die derzeitige Datenlage.³

Die Globalisierung der internationalen Märkte und die damit verbundene Verschärfung der Wettbewerbssituation, die unübersehbare, doch gerne verschwiegene Stagnation der Nachfrage nach High-Tech- und vor allem Multi-Media-Produkten⁴, deren Grenznutzen und Gebrauchswert oftmals kaum den konventioneller Lösungen erreicht⁵, die ökonomischen Folgen der Wiedervereinigung, eine teilweise zu geringe Investitionsbereitschaft in beschäftigungsintensive Produktionsanlagen, teilweise aber auch zu riskante Expansionspolitik von Unternehmen⁶ und der sich abzeichnende tiefgreifende demographische Wandel haben bis Mitte der 90er Jahre zu einer Erschütterung der wirtschaftlichen Grundfeste dieser Gesellschaft geführt: zur schuldenbedingten Einschränkung der staatlichen Handlungsfähigkeit, zum sich abzeichnenden Scheitern des »Generationenvertrags« und zur »Demokratisierung« der Massenarbeitslosigkeit - die Bedrohung von Arbeitslosigkeit bleibt seit den 60er Jahren erstmals nicht mehr auf bestimmte Berufszweige oder Menschen mit schlechten Qualifikationen beschränkt sondern betrifft mittlerweile breite gesellschaftliche Schichten und Menschen mit unterschiedlichsten Qualifikationen. Ob die »Wirtschaftsstandort-Deutschland«-Kampagne von Industrie und Politik, anders als die Wachstumsappelle von Politik und Industrie, die in den 80er Jahren nahezu ungehört verhallten, in der

³ Fuchs (1991: 1) spricht in diesem Zusammenhang geradezu von einem »Datennotstand«.

⁴ Vgl. Opaschowski 1995: III. Für den Multi-Media- und speziell den Pay-TV-Bereich wird folgendes Fazit gezogen: »Für die ... Pay-TV-Nutzung läßt sich aufgrund der geringen Zahlungsbereitschaft und des sinkenden Interesses an der Fernsehnutzung ... annehmen, daß sich dieser Markt nur sehr langsam entwickeln wird. Es ist zu erwarten, daß auch zur Jahrtausendwende nur ein sehr geringer Anteil der Bevölkerung wirklich multimedial ... vernetzt ist.« (1995: 39f.). Zu einer ähnlich pessimistischen Prognose für den IuK-Sektor gelangt auch Grudzinski (1996).

⁵ Friedrichs 1991 veranschaulicht diese These am Debakel des Btx in der Bundesrepublik. Btx liefere »Lösungen, die unter oder knapp über dem Nettonutzen gegenwärtiger Lösungen (u.a. Lexikon, Zeitungen, Hörfunk, Telefon, Wege) in den Handlungssequenzen« liegen. (1991: 128).

⁶ Vgl. exemplarisch »Pleite am PC-Markt«, in: Die ZEIT, Nr. 30 vom 19.7.1996: 16 und die Krise des Daimler-Konzerns 1995/1996.

Öffentlichkeit Wirkung zeigen werden, ist momentan noch unklar. Neue und vor allem Spitzentechnologien - allen voran der Einstieg in die Gentechnologie - sollen, neben einer breiten Palette von Maßnahmen zur Deregulierung der Kontroll- und Beschleunigung der Genehmigungsverfahren großindustrieller Projekte, zur Senkung der Lohn- und Lohnnebenkosten und der Verschlankung des Staates, die Lage retten.⁷ Im Zuge gesellschaftlicher Modernisierungsprozesse hat sich zugleich eine Pluralisierung von Lebensstilen und Ausdifferenzierung sozialer Milieus vollzogen, mit der Folge eines weiteren Rückganges polarisierter Technikeinstellungen. Die insgesamt unübersichtlicher gewordene Gemengelage gesellschaftlicher Wertorientierungen hat jedoch insgesamt nicht zu einer Abnahme von technikbezogener Skepsis und geringer Akzeptanz von Groß- und Risikotechnologien geführt. Gleichzeitig wird der Ruf nach einer »Wiederbelebung« der Akzeptanzforschung laut, die seit dem Ende der 80er Jahre ein gewisses Schattendasein führt.⁸

Die sehr pauschale Frage »sind die Deutschen technikfeindlich?« verlangt nicht nur in historischer Hinsicht eine differenzierte Antwort. Bevor jene Faktoren, die das öffentliche Meinungsklima bezüglich Technik und technikbedingten Risiken beeinflussen, vorgestellt werden gilt es, eine empirische Bestandsaufnahme vorzunehmen.

1. Globalindikatoren der Technikakzeptanz

In der Bundesrepublik haben verschiedene demoskopische Institute Globalindikatoren zur Messung von Technikeinstellungen entwickelt.⁹ Dabei war es das Ziel, bilanzierende Einstellungen zu Technik und zu unterschiedlichen Technikbereichen zu ermitteln. Durch seine Pauschalisierung ist das Operieren mit Globalindikatoren sicherlich problematisch. Interpretiert man die Befunde jedoch mit der gebotenen kritischen Distanz, dann lassen sich gleichwohl einige bedeutsame Trendaussagen ableiten. Zu berücksichtigen ist beispielsweise, daß das Antwortverhalten auf die verschiedenen Indikatoren jeweils stimulusabhängig ist: Je nach der gewählten Operationalisierung und der Gruppierung des differenzierten Antwortverhaltens erhält man beispielsweise 1992 70%¹⁰ oder nur halb so viele - 36%¹¹ - zur

⁷ Vgl. für Details exemplarisch die Positionspapiere des VCI 1994 und 1995.

⁸ Vgl. Renn/Zwick 1996: 43.

⁹ Vgl. zusammenfassend Jaufmann/Kistler 1993 und Hennen 1994.

¹⁰ Basis Research: Trend-Monitor, verschiedene Jahrgänge. Gefragt wurde: »Wie würden Sie ganz allgemein Ihre persönliche Einstellung zur Technik einstufen? Bitte sagen Sie es mir anhand dieser Skala. 1 bedeutet: Ihre persönliche Einstellung ist sehr negativ, die 7 bedeutet: Ihre persönliche Einstellung ist sehr positiv. Mit den Werten dazwischen, können Sie Ihre Meinung abgestuft wiedergeben.« Die Formulierung ist entnommen aus Jaufmann/Jänsch 1990: 80f. Die Skalenpunkte 5 + 6 + 7 wurden als positive Antworten zusammengefaßt.

Technik positiv eingestellte Personen. Damit wird der *Verlauf* der zustimmenden oder ablehnenden Voten wichtiger als die Proportionen der Antwortmuster zu einem bestimmten Zeitpunkt.

Die Verlaufsmuster der verschiedenen Indikatoren zeigen eine »erstaunliche Parallelität«¹². Ungeachtet der Stimulusabhängigkeit und damit des absoluten Niveaus an Zustimmung oder Ablehnung, zeigen die Indikatoren offensichtlich zuverlässig die Veränderungen der Technikeinstellung im Zeitverlauf an.¹³

Der in der Öffentlichkeit bekannteste Indikator ist die sogenannte »Segen-Fluch-Frage« des Instituts für Demoskopie Allensbach¹⁴. Die Verwendung dieser, durch seine Pauschalisierung methodisch gleichfalls nicht unproblematischen Frage, erbringt einige aufschlußreiche Ergebnisse (Schaubild 1):

- Von einer pauschalen, globalen Ablehnung von Technik kann in der Bundesrepublik zu keinem der Befragungszeitpunkte die Rede sein; allenfalls etwa ein Zehntel der Befragten lehnen Technik pauschal ab.
- Die ausgeprägte Technikeuphorie der 60er Jahre ist heute verfliegen. Sie ist jedoch weniger in eine pauschal technikfeindliche Stimmung umgeschlagen, sondern hat vermehrt ambivalente Haltungen hervorgebracht¹⁵. Die Zahl der Personen mit einer skeptischen Haltung zur Technik hat sich von knapp 20% in den 60er Jahren kontinuierlich bis heute auf knapp 60% fast verdreifacht. Bei nahezu allen Untersuchungen, in denen die Antwortkategorien »es kommt darauf an«, »teils/teils« oder »positive und negative Folgen« aufgenommen wurden, entscheiden sich inzwischen nennenswerte Anteile, bei manchen Indikatoren sogar eine Mehrheit der Befragten für eine solche indifferente Position¹⁶. Die Bevölkerung sieht in der Technik nicht mehr den 'deus ex machina', der eine Vielzahl von Weltproblemen auszuräumen verspricht, sondern entdeckt in der Technik das Janusgesicht der Ambivalenz¹⁷. Ambivalenz bedeutet aber auch, daß die Entwicklung und

¹¹ Auch Infratest Sozialforschung verwendet eine 7stufige Skala. Gefragt wurde: »Wenn Sie einmal an Ihre persönliche Einstellung zur Technik denken: Wo würden Sie sich selbst auf dieser Skala einstufen?«. Die Frageformulierung ist entnommen aus Jaufmann/Jänsch 1990: 74. Die Skalenpunkte 6 + 7 als positive Urteile zusammengefaßt.

¹² Kistler 1991: 54. Zu einer gleichartigen Einschätzung kommen Kliment/Renn/Hampel 1995: 562. Eine zusammenfassende Interpretation verschiedensten Datenmaterials findet sich auch bei Hennen 1994: 5ff.

¹³ Vgl. zusammenfassend Kistler 1991: 55f.

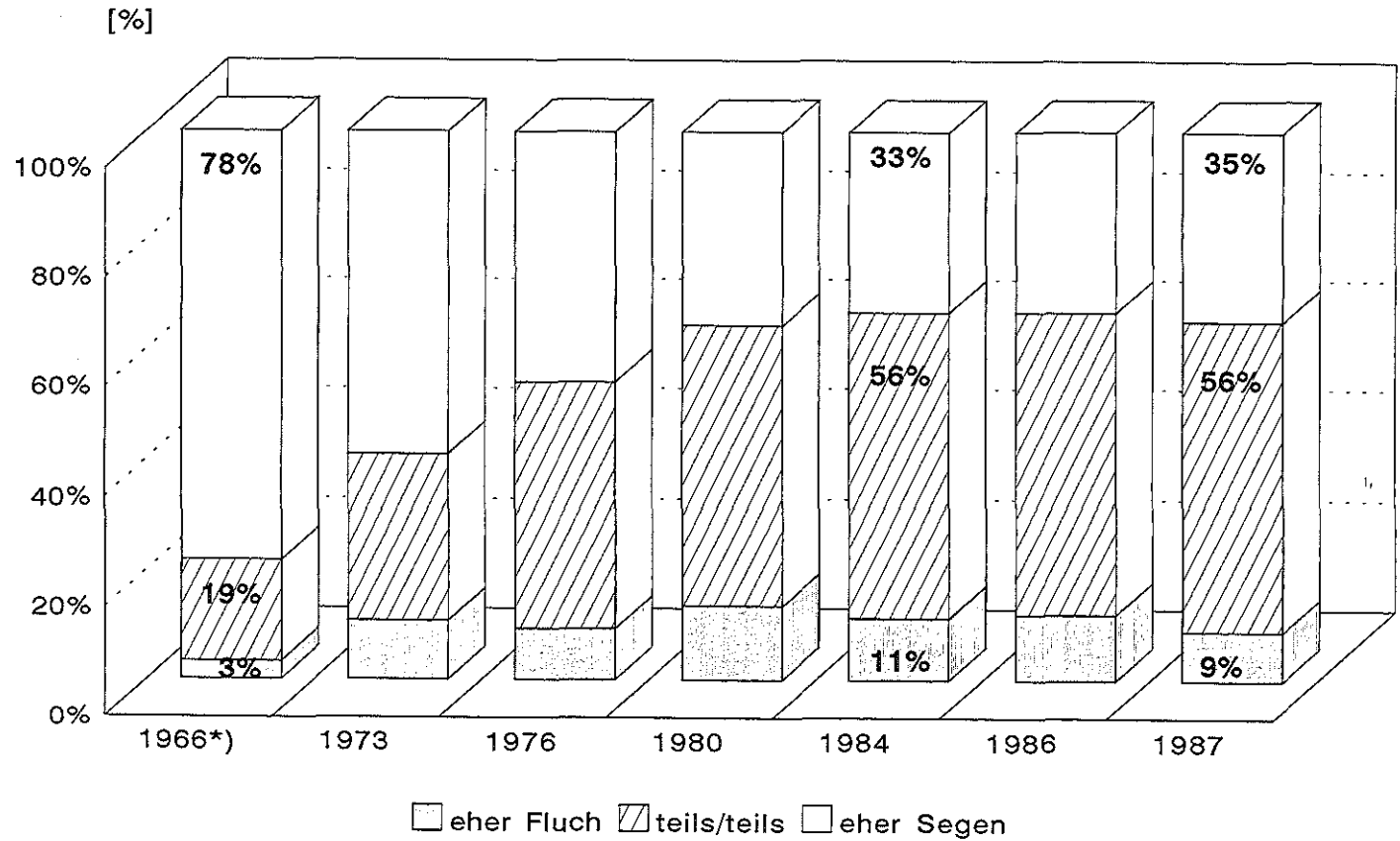
¹⁴ Vgl. Hennen 1994: 6.

¹⁵ Jaufmann/Kistler/Jänsch 1989: 64. Zusammenfassend auch Hennen 1994: 6ff.

¹⁶ Vgl. Kistler/Pfaff 1990: 41-70 und Jaufmann/Kistler/Jänsch 1989.

¹⁷ Für Details zu Konsequenzen der erlebten Ambivalenz für Technikfolgenabschätzung und technischer Verantwortung vgl. Renn 1993: 75.

Schaubild 1: Technik - Fluch oder Segen?



Nach: Institut f. Demoskopie Allensbach. *) Abw. Formulierung der Mittelkategorie: "weder noch".
 Ereignisse: Seveso (1976); Harrisburg (1979); 50% Waldschäden (1984); Sellafeld (1984);
 Tschernobyl (1986); Sandoz/Ciba-Chemieunfälle (1986)

Anwendung von Technik in einem umfassenden Sinn begründungspflichtig geworden ist, vor allem dann, wenn es um Risikotechnologien geht. Wie die Beispiele von Kern- und Gentechnologie zeigen, kann auf eine ungeteilte pauschale Zustimmung bei der Implementation solcher Groß- und Risikotechnologien heute nicht mehr gehofft werden.

- Das Verlaufsmuster der globalen Technikeinstellung liefert bei genauer Betrachtung einen ersten Hinweis auf die Ursachen der öffentlichen Einstellungsänderung: Wie bereits angedeutet, setzt der Prozeß zunehmender Technikskepsis - sieht man von einigen Havarien von Supertankern in den 60er Jahren einmal ab - noch deutlich *vor* den spektakulären Technikkatastrophen der 80er Jahre ein.

Umgekehrt haben sich seit Beginn der 80er Jahre die globalen Technikeinstellungen »formiert« und seither nicht mehr nennenswert verändert. Das erscheint deshalb so interessant, weil selbst das Großereignis des Reaktorunfalles von Tschernobyl an dem globalen Antwortverhalten nichts zu verändern vermochte. Offensichtlich folgen also die globalen Einstellungen zu Technik und technologischen Risiken in sehr viel geringerem Ausmaß der Chronologie technikspezifischer Ereignisse - sie sind vielmehr Ausdruck des in der Gesellschaft ablaufenden, von den Studentenunruhen initiierten¹⁸ und von den »neuen sozialen Bewegungen« forcierten *Wertewandels*¹⁹ und spiegeln in diesem Sinne den vorherrschenden »Zeitgeist« wider.

2. Technikakzeptanz - Akzeptanz welcher Technik?

Globalindikatoren können nur rudimentäre Anhaltspunkte für das öffentliche Meinungsklima in Bezug auf Technik geben. Es bedarf keiner großen Phantasie, sich auszumalen, daß Technikeinstellungen sehr stark variieren, je nachdem, was die Befragten mit Technik assoziieren.

»Technik« umspannt weite semantische Räume, von der Kultur-»Technik« des Lesens, Schreibens und Rechnens über nicht-materielle Hilfsmittel zur schematisierten Erledigung bestimmter Aufgaben - etwa mithilfe von Software -, über Kleingeräte - beispielsweise den Kartoffelschäler -, und Technologien, die im großindustriellen Maßstab Anwendung finden - etwa Kernenergie, Gentechnologie oder Weltraumforschung. Untergliedert man diesen weiten semantischen Raum in drei Bereiche, nämlich »Großtechnologien«, »Techniken in der Arbeitswelt« und »übrige Technikbereiche« - darunter fallen beispielsweise Produkt-,

¹⁸ Vgl. Inglehart 1977.

¹⁹ Vgl. zusammenfassend Zwick 1990.

Haushalts-, Unterhaltungs- und Freizeittechnik -, dann ergeben sich recht unterschiedliche Muster von Akzeptanz, Ambivalenz oder Ablehnung (Schaubild 2).

Schaubild 2: Technikbereiche und die Parameter ihrer Akzeptanz

Technik	Allokationsverfahren	Akzeptanztest	Konfliktthemen
Produkt-, Alltags- und Freizeittechnik	Markt	Nachfrage, Kauf	Qualität, Haftung
Arbeitstechnik	Betrieb	Aktive Nutzung	Mitbestimmung, Anpassungsgeschwindigkeit, Qualifikation
Externe (Groß-)Technik	Politik	Politische Partizipation a) konventionelle (Abstimmungen) b) unkonventionelle (Protestverhalten)	Interessen, Rechte, Zuständigkeiten Legitimität vs. Legalität, Grundwerte Verzerrung der organisierten Interessen

Nach: Renn 1995: 217.

2.1 Produkt- und Alltagstechnik²⁰

Die Produkt- und Alltagstechnik wird über den Allokationsmechanismus des Marktes gesteuert. Jemand kann ein technisches Produkt kaufen oder auch nicht. Wenn es Konflikte gibt, dann geht es meistens um Haftung und Qualität oder in einigen wenigen Fällen um externe Effekte des Konsums auf Dritte. Der Verkehr ist ein Beispiel für einen solchen externen Effekt, da wir mit der Nutzung von privaten Pkws auch Umweltbelastungen verursachen oder Beeinträchtigungen zu Lasten von Dritten auslösen. Im Bereich der Produkt- und Alltagstechnik gibt es in Deutschland keine Akzeptanzkrise. Es gibt kaum ein Land, das so üppig mit technischen Geräten im Haushalt ausgestattet ist wie Deutschland²¹. Nur wenige Stimmen erheben sich gegen den Gebrauch von Kühlschränken, Staubsauger, Hifi-Anlagen, Personalcomputer oder Sportgeräten, obwohl auch diese Produkte, wie wir alle wissen, zur Umweltbelastung beitragen. Es bewahrheitet sich also, was der Sozialpsychologe

²⁰ Die folgenden Ausführungen sind entlehnt aus Renn 1995: 218.

²¹ Ebenfalls dazu Hennen 1994: 9.

Hans Christian Röglin schon vor Jahren auf die kurze Formel gebracht hat: »Wir lieben die Produkte der Industriegesellschaft, aber hassen die Art, wie sie hergestellt werden.«²²

2.2 Arbeitstechnik²³

Die Entscheidung über Technik als Arbeitsmittel liegt im wesentlichen bei den Unternehmen. Akzeptanz bedeutet in diesem Kontext nicht Nachfrage und Kauf, sondern vielmehr aktive Nutzung der Technik durch die Erwerbstätigen. Konflikte entzündeten sich an Fragen des Abbaus von Arbeitsplätzen im Zuge von Rationalisierungsmaßnahmen - Technik als »Jobkiller« -, aber auch an Fragen der Arbeitserleichterung, an Fragen der Mitbestimmung über Technikeinsatz und Fragen der Qualifikation und des Trainings. Im internationalen Vergleich schneidet Deutschland auch bei der Arbeitstechnik nicht schlecht ab. Wie das Beispiel moderner elektronischer Bürokommunikationsmittel - PC - zeigt, sind die Deutschen nicht unbedingt die ersten, die innovativ in den arbeitstechnischen Bereich investieren, dafür gibt es Anzeichen, daß dann aber die Nutzungsrate durch die Beschäftigten höher liegt als in anderen Ländern²⁴. Einige Untersuchungen belegen etwa, daß moderne Informationstechniken in Großbritannien früher eingeführt wurden als in Deutschland, daß aber die englischen Beschäftigten wesentlich länger brauchten, um diese Geräte bestimmungsgemäß zu nutzen²⁵. Die Technik wird also in Deutschland später eingeführt, aber dann auch stärker und in hohem Maße sachadäquat genutzt.

2.3 Externe Technik

Der dritte Bereich, der im Hinblick auf Technikakzeptanz besondere Brisanz erfährt, ist die sogenannte externe Technik oder Risikotechnologie, d.h. eine Technik, die im großindustriellen Maßstab eingesetzt, »als Nachbar« wahrgenommen und beurteilt wird. Anders als bei Produkt-, Haushalts-, Freizeit-, aber auch bei Technik am Arbeitsplatz, hat man mit externen Großtechnologien in aller Regel keine praktischen Erfahrungen sammeln können. Ihr vorgeblicher oder tatsächlicher Nutzen für das eigene Leben ist vergleichsweise abstrakter und für viele Menschen nicht direkt einschätzbar.

²² Zitiert nach Röglin 1994.

²³ Die folgenden Ausführungen sind entlehnt aus Renn 1995: 218.

²⁴ Vgl. exemplarisch die Beiträge in: Heidenreich (Hg.) 1993 und die etwas ältere Übersicht in VDI-Technologiezentrum (Berlin) 1980.

²⁵ Vgl. Sorge/Hartmann/Warner/Nicholas 1982: 169-182.

Der Begriff »Risikotechnologie« läßt sich vor diesem Hintergrund definieren als großtechnisches Projekt (»externe Technik«), dem ein hohes Katastrophenpotential (»dread risk«) zugeschrieben wird, dessen Risiken oftmals als aufgezwungen, ungleich verteilt und nur unzureichend kontrollierbar erlebt werden.²⁶ Die Brennpunkte der öffentlichen Kontroversen erstreckten sich in den letzten Jahren vor allem auf Chemieanlagen, Mülldeponien bzw. -verbrennungsanlagen, Krafwerke - mit dem besonderen Focus Kerntechnik - und gentechnische Anwendungen. Jeweils handelt es sich dabei um Technik mit »hoher Reichweite«²⁷ und einem dementsprechend prekären Verhältnis zwischen öffentlich und individuell wahrgenommenem Nutzen und dem Gefühl der persönlichen Bedrohung. Akzeptanz bedeutet in diesem Technikfeld Tolerierung durch die Bevölkerung im Nahraum der Anlagen - eine freiwillig zustimmende Haltung ist hingegen nicht in unbedingt erforderlich.

Die Entscheidungen über externe Technik fallen im Zusammenspiel von Wirtschaft, Politik und öffentlicher Reaktion. Neben den konventionellen Verfahren der Bewilligung und Regulierung - Abstimmungen, Genehmigungsverfahren, Raumordnungsverfahren, Planfeststellungsverfahren etc. -, hat sich seit den 70er Jahren ein breites Spektrum unkonventioneller Politisierungs-, Mobilisierungs- und Protestaktivitäten entwickelt: Die Palette reicht von Unterschriftenaktionen, der Teilnahme an genehmigten oder ungenehmigten Demonstrationen, über die Bildung von Bürgerinitiativen bis zu Boykotten, Bauplatzbesetzungen und der Gewaltanwendung gegenüber Sachen und Personen. Die Kontroversen um externe Risikotechnologien werden mit umso größerer Härte geführt, wenn es sich um multilaterale und teilweise verdeckte Konflikte handelt²⁸. Dabei geht es keineswegs nur um Sachfragen. Wiedemann unterscheidet zwischen Konflikten auf der Sach-, Werte- und Beziehungsebene.²⁹ Im Gegensatz zu Kontroversen um Sachaspekte wie Risiken, Kompensationen oder staatliche Kontrollen von Industrieanlagen, über die noch vergleichsweise leicht Konsens herzustellen ist, führen die Zerstörung der Vertrauensbasis gegenüber Anlagenbetreibern und Politik wegen der oftmals »etatistischen« d.h. »schleichenden« Einführung von Technik und der Zumutung technischer Risiken ohne ausreichende Bürgerbeteiligung bei der Planung von Anlagen, vor allem aber Wertekonflikte, also gegensätzliche Vorstellungen über eine als lebenswert erachtete Zukunft, zu unversöhnlichen Standpunkten.³⁰ Was verstehen wir unter Lebensqualität? Wie soll eine lebenswerte Zukunft unserer Gesellschaft aussehen? Welches sind die Grundwerte und welches die Leitbilder für unser Leben? Welche ökonomischen

²⁶ Vgl. Renn/Zwick 1996: 8.

²⁷ Zur Reichweite und Härte von Technik vgl. Fischer 1988.

²⁸ Peters (1993) spricht in diesem Zusammenhang von »hidden agendas«, die die Kommunikation über Risiken und Technologien außerordentlich erschweren.

²⁹ Wiedemann 1995: 37.

³⁰ Vgl. Renn 1986: 274ff.

mische und welche technische Entwicklung erscheint uns angemessen? »Damit verbunden ist die Sorge um soziale und ökologische Konsequenzen bei Markt- und Politikversagen sowie die Erfahrung von Verteilungsungerechtigkeiten bei der Aufteilung von Lasten und Nutzen auf unterschiedliche Bevölkerungssteile oder Regionen. Durch die »economy of scale« lohnt es sich finanziell, Anlagen zu zentralisieren, wodurch es zu einer ungleichen Verteilung von Lasten und von Nutzen kommt. Diese Ungerechtigkeiten werden sozial und politisch als Konfliktstoff virulent.«³¹ Vor allem mit Blick auf Risikotechnologien sieht die deutsche Industrie in der unzureichenden Risiko- und Technikakzeptanz eines der zentralen Hindernisse für Innovationen und die Sicherung des Wirtschaftsstandortes Deutschland.

Schaubild 3: Einstellung zur Technik insgesamt und in drei »Anwendungsfeldern« in Ost- und Westdeutschland 1992

Bewertung	Westdeutschland			Ostdeutschland		
	Groß- technik	Arbeits- technik	Übrige Bereiche	Groß- technik	Arbeits- technik	Übrige Bereiche
positiv	49%	72%	72%	58%	86%	85%
ambivalent	23%	16%	18%	18%	9%	10%
negativ	27%	12%	10%	24%	4%	5%

Quelle: INIFES, eigene Darstellung auf Basis von Hennen 1994: 8.³²

Schaubild 3 zeigt, daß Arbeits- und »übrige« Techniken in Ost- wie in Westdeutschland gleichermaßen freundlich beurteilt werden, lediglich im Bereich der externen Großtechnologie kommen - vor allem in den westlichen Ländern - deutlich skeptischere bzw. ablehnende Haltungen zum Tragen. In beiden Landesteilen überwiegen jedoch selbst bei der Großtechnologie positive Voten ablehnende Einstellungen. Das Antwortverhalten ist natürlich auch

³¹ Renn 1995: 219.

³² Die Fragestellung lautete: »Wenn man es genauer betrachtet, dann gibt es ja verschiedene Bereiche, wo Technik eine Rolle spielt. Lassen Sie uns drei Bereiche unterscheiden, die auf dieser Liste stehen. Sagen Sie es mir bitte wieder anhand einer Skala, wie Ihre persönliche Einstellung ist, also wie Sie sich selbst jeweils einstufen. Dabei bedeutet 1 = sehr negativ, 7 = sehr positiv. Natürlich können Sie auch jede andere dazwischen liegende Abstufung wählen. A: Groß- oder »spektakuläre« Technologien (z.B. Luft- und Raumfahrt, Kraftwerke, Gentechnologie usw.), B: Technik im Bereich der Arbeitswelt und C: Technik in den übrigen Bereichen.« (Hennen 1994: 8).

hier stimulusabhängig und darf nicht zu Überinterpretationen führen, gleichwohl liefern die Daten ein Indiz dafür, daß selbst im Bereich externer Risikotechnologien die Frage »sind die Deutschen technikfeindlich?« keinesfalls mit »ja« beantwortet werden kann.

3. Technischer Fortschritt zwischen Hoffen und Bangen³³

Wegen der semantischen Breite und Unbestimmtheit des Technikterminus und der offensichtlichen Differenziertheit der Technikwahrnehmung in der deutschen Öffentlichkeit, scheint es sinnvoll zu fragen, welche Hoffnungen und Erwartungen mit dem technischen Fortschritt verbunden werden. Schaubild 4 zeigt das Antwortverhalten in Westdeutschland zwischen 1984 und 1992. Die Items wurden nach Anteilen zustimmender Antworten im Jahr 1992 angeordnet.

Abermals wird erkennbar, daß die positiven Erwartungen in den technischen Fortschritt im Urteil der Bevölkerung Westdeutschlands 1992 - allen voran die internationale Wettbewerbsfähigkeit (85%) und die Erleichterung von Arbeiten »in Beruf und Ausbildung« (83%) überwiegen. Auch »die Verbesserung des Lebens« genießt breiteste Zustimmung in der Bevölkerung: Von *Feindlichkeit* gegenüber technologischem Fortschritt kann also kaum die Rede sein. Im Zeitverlauf wird deutlich, daß bei diesen drei Spitzenplätzen die Erwartungen seit Jahren entweder annähernd gleichbleibend hoch liegen oder sogar noch angestiegen sind.

Die positiven Fortschrittsaspirationen zwischen 1984 und 1992 lassen deutlich stärkere Zuwächse als die Befürchtungen erkennen: Die Erwartungen an einen durch technischen Fortschritt bedingten »gesellschaftlichen und sozialen Fortschritt« nahmen um 19%Punkte zu, die »Verbesserung des Lebens« um 15%Punkte, die »Erleichterung in Beruf und Ausbildung« um 13%Punkte, »höherer Wohlstand« um 11- und die »Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit« um 10%Punkte, wohingegen die Befürchtung »stärkerer Umweltbelastung« im selben Zeitraum - wenn auch nicht linear - um 12%Punkte abgenommen hat.

Vor allem jene Items, die im weitesten Sinne Lebensstandard und Bequemlichkeit versprechen, finden in den letzten Jahren immer stärkeren Zuspruch, wenn es um die Beurteilung des technologischen Fortschritts geht. Dies verspricht auf der einen Seite zwar wachsenden Technik- und Fortschrittsoptimismus, auf der anderen Seite kann dieses an *Lebensstandard* orientierte Verständnis von *Lebensqualität* längerfristig mit der Forderung nach einer nachhaltigen Lebens- und Wirtschaftsweise konfliktieren.

³³ Dieser Abschnitt ist entlehnt aus Renn/Zwick 1996: 2.1.3.

Schaubild 4: Erwartungen an den technischen Fortschritt 1984-1992

Erwartungen an den technischen Fortschritt	Jahr				
	1984	1986	1988	1990	1992 (W)
Verbesserung unserer Wettbewerbsfähigkeit gegenüber anderen Ländern	75%	83%	85%	88%	85%
Erleichterung in Beruf und Ausbildung	70%	80%	80%	81%	83%
Verbesserung des Lebens	62%	70%	68%	77%	77%
Verlust von Arbeitsplätzen	75%	63%	68%	74%	76%
Mehr Freizeit	71%	77%	74%	75%	75%
Mehr Hektik in Alltag und Beruf	65%	60%	62%	76%	70%
Gesellschaftlichen und soz. Fortschritt	50%	66%	64%	74%	69%
Entmenslichung in Alltag und Beruf	60%	58%	55%	66%	67%*
Höheren Wohlstand	55%	69%	57%	74%	66%
Eine umweltfreundliche Industrie	-	-	-	57%	61%
Stärkere Belastung der Umwelt	72%	54%	62%	66%	60%
Mehr Gesundheit für die Menschen	61%	57%	59%	52%	56%
Ernsthafte Belastung von Gesundheit und Leben	-	-	-	49%	45%

Quelle: Jaufmann/Kistler 1993 (INIFES), übernommen aus Hennen 1994: 10.

* Bis 1987 »Entfremdung«.

Das Datenmaterial veranschaulicht diese Ambivalenz sehr schön. Es zeigt, wie nahe Erwartungen und Befürchtungen selbst auf ein und derselben Dimension beieinander liegen können: Mehr frei disponible Zeit erwarten 1992 75% der Befragten, mehr Hektik 70%. Ganz ähnlich steht es um die Bereiche Umwelt und Gesundheit: Eine umweltfreundlichere Industrie erwarten 61%, stärkere Belastungen der Umwelt werden mit 60% von nahezu demselben Anteil der Bevölkerung befürchtet. Ein analoges Bild zeigt der Bereich »Gesundheit«.

Insgesamt zeichnen die Bürger ein differenziertes Bild von Technik und ein relativ optimistisches Bild von Fortschritt, wobei Paradoxien und Ambivalenzen nicht außer Acht gelassen

werden: »Eine Tendenz zu ›ambivalenter‹ Beurteilung der Technik im allgemeinen kann als gesichertes, vielfach bestätigtes Ergebnis der Umfrageforschung festgehalten werden.«³⁴

4. Technikakzeptanz im europäischen und internationalen Vergleich

Besonders kritisch ist die Anwendung von Globalindikatoren zu international vergleichenden Zwecken: Abgesehen davon, daß einmal mehr die Datenlage nicht zufriedenstellen kann, wird der Einwand der semantischen Unschärfe und die Ungewißheit, ob gleiche Frageformulierungen in unterschiedlichen kulturellen Kontexten vergleichbare Assoziationen hervorrufen, besonders virulent. Die in den Schaubildern 5 und 6 dargestellten Daten können daher nur als grobe Orientierungspunkte angesehen werden.

Wegen der Tatsache, daß sich der semantische Raum von »Technik« in der Meinung der bundesdeutschen Öffentlichkeit auf Wissenschaft einerseits und auf Fortschritt andererseits erstreckt³⁵, beziehen sich auch die nachfolgend aufgelisteten Indikatoren auf dieses breitere Syndrom des »wissenschaftlich-technologischen Fortschritts«:

Schaubild 5: Der wissenschaftlich-technologische Fortschritt im internationalen Vergleich; Anteile zustimmender Antworten

Item	Land							
	BRD	NL	GB	FRA	ITA	USA	CAN	JAP
A	74%	75%	76%	76%	71%	83%	80%	---
B	35%	28%	52%	58%	49%	---	---	---
C	33%	---	48%	37%	38%	54%	45%	23%

Quelle: Eigene Zusammenstellung auf Grundlage von Hennen 1994: 13 (A und B). Die Feldphase des kanadischen und europäischen Surveys war in 1989, in den USA 1990. C: Kistler 1991: 63; internat. Wertestudie von 1981.

A: »Science and technology are making our lives healthier, easier, and more comfortable«.

B: »The benefits of science are greater than any harmful effects«

C: »Glauben Sie, daß der wissenschaftliche Fortschritt auf lange Sicht den Menschen helfen oder schaden wird?« (helfen).

³⁴ Hennen 1994: II.

³⁵ Vgl. Renn/Zwick 1996: 22-25.

Die Orientierungen gegenüber dem wissenschaftlich-technologischen Fortschritt streuen im internationalen Vergleich eher unsystematisch. Durchgängig optimistischer ist man allenfalls in den USA, in Canada, in Großbritannien und in Frankreich, etwas kritischer in der Bundesrepublik und in den Niederlanden. Vor allem aber die oftmals als vorbildlich dargestellten Japaner äußerten schon 1981 große Zweifel bezüglich des angeblichen Segensreichtums des wissenschaftlichen Fortschritts.

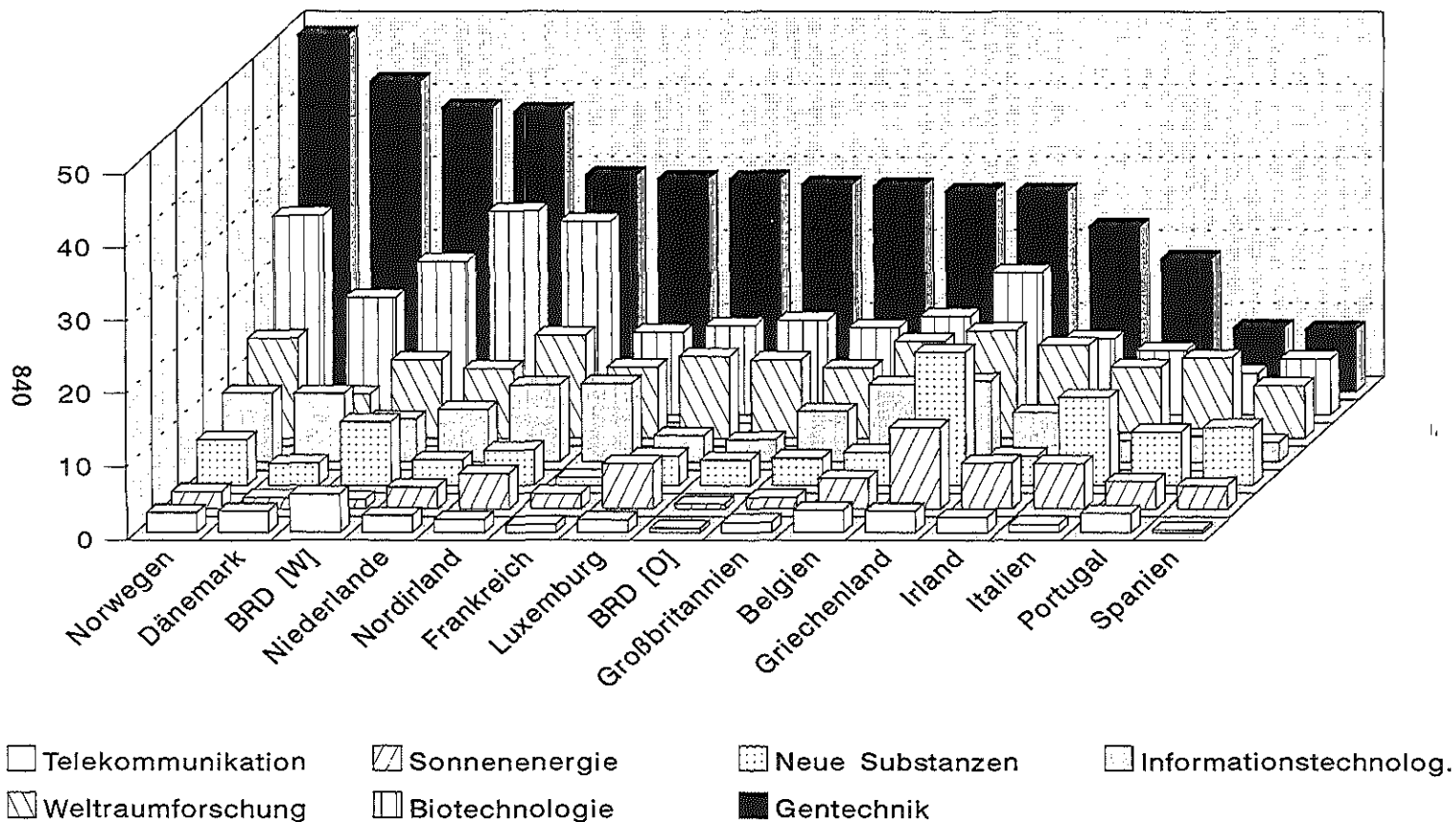
Einen differenzierteren Einblick in die Bewertung verschiedener Techniken im europäischen Vergleich bietet Schaubild 6. Es handelt sich dabei um Daten des Eurobarometers von 1993. Die Befragten von 15 europäischen Ländern - Ost- und Westdeutschland wurden getrennt ausgewiesen, was zu besonders aufschlußreichen Einsichten führt - wurden mit der bekannten Frage konfrontiert, ob die nachfolgend aufgeführten Techniken die Gestaltung der Zukunft in positiver oder negativer Weise beeinflussen werden.

Schaubild 6 zeigt, daß es zwischen der Beurteilung verschiedener Techniken, aber auch in den länderspezifischen Urteilen starke Unterschiede gibt. Sehr zukunftsoptimistisch werden Telekommunikationstechniken, Solarenergie und die Entwicklung »neuer Substanzen« beurteilt. Auch Informations- und Weltraumtechnologien rufen in allen Ländern bei weniger als 15% der Befragten pessimistische Urteile hervor. Vergleichsweise kritisch werden hingegen die semantisch schwer unterscheidbaren Bio- und Gentechnologien beurteilt, wobei hier in besonderem Maße länderspezifische Unterschiede greifen: Beinahe 50% der Norweger doch noch nicht einmal 10% der Portugiesen und Spanier halten die Gentechnologie für bedenklich.

Die Deutschen bieten ein janusköpfiges Bild: Mit Ausnahme der Weltraumforschung sind die ostdeutschen Befragten teilweise sogar deutlich technikoptimistischer eingestellt als die westdeutschen Befragten. Aber auch im Westen der Republik führt man die europäische Rangfolge der Skeptiker nur bei einer einzigen Technologie, nämlich den Informationstechnologien an. Bildet man einen Index aus den Rangfolgen *skeptischer* Einstellungen zu allen aufgelisteten Techniken, dann nimmt Westdeutschland nach Griechenland, Norwegen, Nordirland und Belgien im europäischen Vergleich den 5. Platz ein, knapp gefolgt von den Niederlanden, Luxemburg und Dänemark. Die wenigsten Vorbehalte äußern Spanien und Ostdeutschland, knapp gefolgt von Großbritannien, Italien und Portugal. Sieht man einmal von dem exponierten Antwortverhalten der griechischen Befragten ab, die mit Ausnahme der Gentechnik gegenüber allen anderen Technologien vergleichsweise große Vorbehalte äußerten, dann könnten - grosso modo - drei Hypothesen zur »Erklärung« der geographischen Unterschiede der Technikeinstellungen herangezogen werden. Zum einen fällt ein gewisses Nord-Süd-Gefälle auf, eine Variable, die zweitens mit dem Grad gesellschaftlicher Modernisierung und drittens mit dem Pro-Kopf-Volkseinkommen konfundiert erscheint. Möglicher-

Schaubild 6: Vergleichende Bewertung von Techniken in den Ländern der EU

[%] »will make things worse«



Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von Eurobarometer 1993. Ungewichteter Datensatz.

weise schlägt sich die Neigung zur postmaterialistisch begründeten Technikskepsis nicht nur auf der individuellen sondern auch auf der nationalstaatlichen Aggregatebene nieder. Deutschland nimmt jedoch keinen Spitzenplatz ein, wenn es um Ressentiments gegen Technik geht - vor allem dann nicht, wenn man Ost- und Westdeutschland zusammen betrachtet. Die Technikeinstellungen der Deutschen sind kaum als überdurchschnittlich kritisch zu bezeichnen. Vielleicht genießt Natur hierzulande einen etwas höheren Stellenwert als anderswo in Europa, doch auch dies scheint die Technikeinstellungen der Deutschen nicht nennenswert vom europäischen Durchschnitt abzuheben.

In puncto Technikakzeptanz im europäischen Vergleich rechtfertigen es weder die undramatischen Befunde für Deutschland, noch die Heterogenität im Bezug auf die Beurteilung einzelner Techniken, und schon gar nicht die manifesten Ost-West-Gegensätze, nach »kollektiven historischen Erfahrungen«³⁶ und spezifisch deutschen Traditionsbeständen³⁷ zu fahnden, um damit einen »deutschen Sonderweg« erklärbar zu machen.

5. Demographische und normative Korrelate von Technikeinstellungen

5.1 Sozio-demographische Determinanten

Untersucht man Technikeinstellung auf der Folie sozio-demographischer Variablen, muß man sich auf enttäuschende empirische Befunde einstellen. Die Antworten auf die Frage nach der Wichtigkeit der Entwicklung neuer Technologien³⁸ zeigen entlang einer ganzen Reihe demographischer Merkmale nur bescheidene Unterschiede: Ostdeutsche Befragte

³⁶ Vgl. zur Theorie kollektiver historischer Erfahrungen ausführlich Mannheim 1964.

³⁷ So sind etwa Pragmatismus und Utilitarismus typisch angelsächsische Traditionen, die sich dort bis heute im Wirtschaftsgebaren aber auch, wenn es um Technikakzeptanz geht, manifestieren. Allenfalls, was die Dynamik und die Härte anbelangt, mit denen Konflikte hierzulande ausgetragen werden, ließe sich spekulieren, in wieweit Strukturmerkmale des politisch-administrativen Systems, aber auch »typisch deutsche« Traditionsbestände - etwa die des »deutschen Idealismus« oder der »Konfliktscheu« - zum Tragen kommen. Ersterer hat zur Folge, daß Ziele, Erwartungen und Urteile an idealisierten Maßstäben festgemacht werden und darum umso schlechter pragmatischen Kompromißformeln und konsensuellem Einvernehmen zugeführt werden können. »Konfliktscheu« bedeutet vor allem, daß es hierzulande offensichtlich schwer fällt, Konflikte *frühzeitig* zu bearbeiten, also noch ehe eine Verhärtung der Fronten eingesetzt hat. Die Verzögerung der Konfliktaustragung führt - in Verbindung mit dem Idealismus - häufig zu starker Polarisierung, zur Radikalisierung von Standpunkten und zu schweren Verwerfungen. Eine lesenswerte ideengeschichtliche Zusammenfassung charakteristischer »deutscher« Traditionsbestände bietet Sontheimer 1986.

³⁸ VDE 1994: G1. Die Frageformulierung lautete: »Denken Sie jetzt bitte einmal an den Bereich »neue Technologien«. Einmal ganz allgemein gesehen: Für wie wichtig halten Sie persönlich die Entwicklung von neuen Technologien? Geben Sie mir Ihre Antwort bitte anhand dieser 6-er Skala, wobei 1 = »sehr wichtig« und 6 = »überhaupt nicht wichtig« bedeutet. Die Noten dazwischen dienen der Abstufung Ihres Urteils«.

halten die Entwicklung neuer Technologien im Mittel für etwas wichtiger als westdeutsche Befragte ($C_{\text{kor}} = .24$), Männer etwas wichtiger als Frauen ($C_{\text{kor}} = .25$) und Personen mit wenigstens Abitur für wichtiger als Personen mit niedrigerem formalem Bildungsstand ($C_{\text{kor}} = .27$). Den vergleichsweise stärksten Einfluß kann man entlang der Lebensaltersgruppen feststellen: 68% der unter 35Jährigen, jedoch nur 45% der über 55Jährigen bekennen sich zur Wichtigkeit der Entwicklung neuer Technologien ($C_{\text{kor}} = .30$). Damit erweist sich die massenmedial und politisch³⁹ häufig beschworene besondere Technikfeindlichkeit Jugendlicher als gegenstandslos: Die größte Distanz zur Technik findet man sowohl im bilanzierenden, wie auch in Einzelurteilen in der Gruppe der 55Jährigen und älteren.⁴⁰

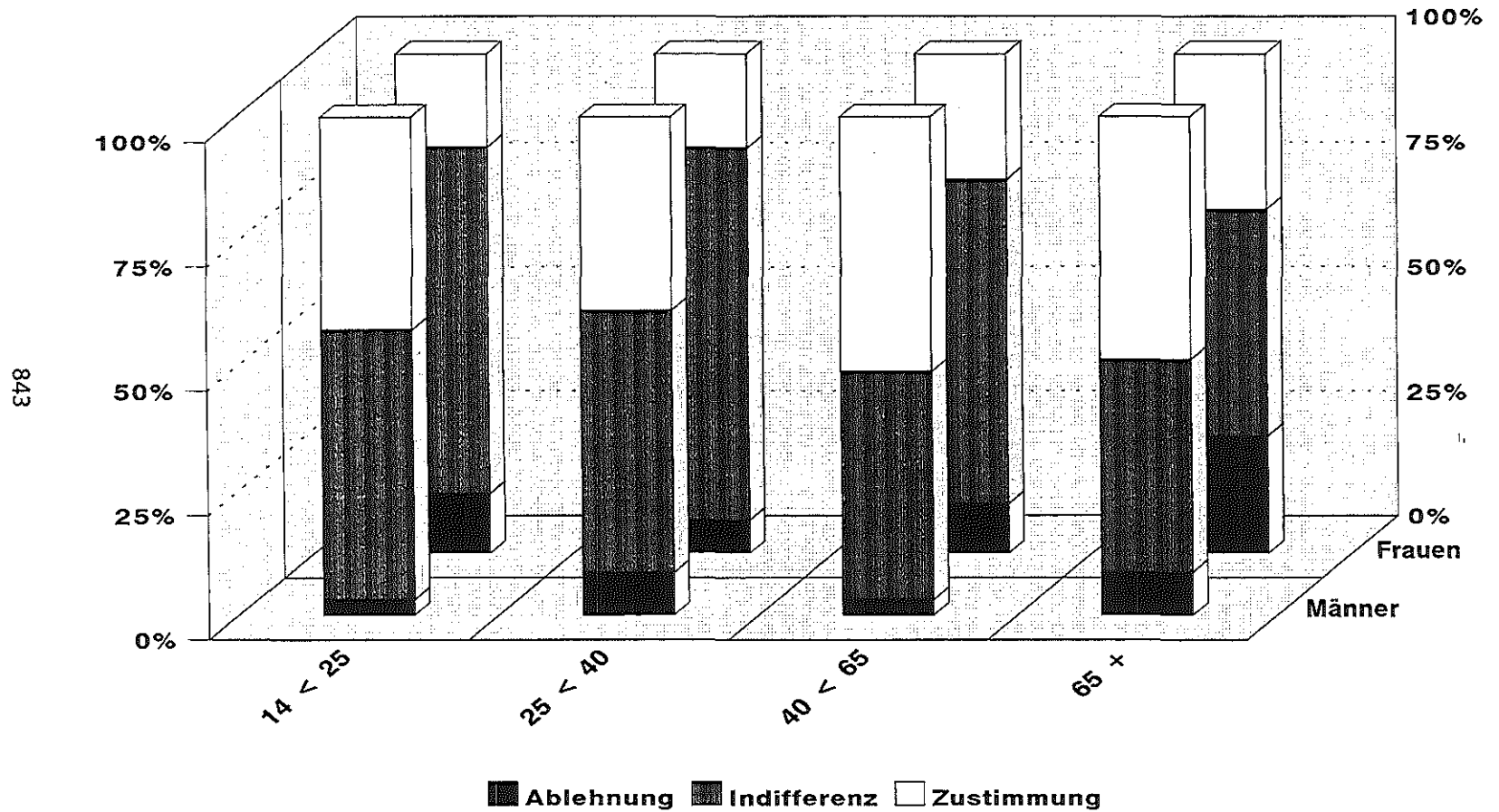
Infratest hat 1989 die allgemeinen Einstellungen zur Technik auf einer 7 Punkte umfassenden Skala erhoben. Kombiniert man, wie in Schaubild 7, Alter und Geschlecht, dann erhält man einige aufschlußreiche Befunde:

- In der Nachkriegsgeneration - bei den 1989 unter 40Jährigen - sind bei den Befragten beiderlei Geschlechts ambivalente Technikeinstellungen - »teils/teils« - weiter verbreitet als bei den älteren Befragten. Frauen weisen in allen Altersgruppen höhere Anteile skeptischer Haltungen auf als Männer - über alle Altersgruppen hinweg beträgt der Unterschied 15%Punkte.
- Bei den männlichen Befragten ist das Bild ein wenig paradox: Über 40jährige Männer gehören zu den entschiedensten Technikbefürwortern. Sie stellen auch die geringsten Anteile ambivalenter Haltungen. Bei technikkritischen Urteilen läßt sich seitens der männlichen Befragten so gut wie kein Alterseffekt ausmachen.
- Bei den unter 65jährigen Frauen sind die Anteile zustimmender Voten nicht einmal halb so hoch wie bei den männlichen Befragten der entsprechenden Altersgruppen. Besonders interessant ist das Antwortverhalten der über 65jährigen Frauen, hier kommen vergleichsweise polare Einstellungsmuster zum Tragen: Diese Gruppe enthält den geringsten Anteil ambivalenter Einstellungen und zugleich erstaunlich hohe Anteile positiver oder negativer Voten.
- Das Ausmaß des Interaktionseffektes zwischen Alter und Geschlecht wird deutlich, wenn man die unter 25jährigen Männer mit den über 65jährigen Frauen vergleicht: Nur 3.1% junger Männer, jedoch 23.5% der befragten alten Frauen äußerten klare Vorbehalte -

³⁹ Exemplarisch: CDU-CSU-Bundestagsfraktion 1981 und Bossle 1987, zusammenfassend Jaufmann 1990.

⁴⁰ Vgl. zusammenfassend Renn/Zwick 1996: 43ff. Diese Einschätzung ist keineswegs neu: Sie findet sich auch in älteren Studien; vgl. exemplarisch Jaufmann/Jänsch 1990: 78 und 84, Geißler 1990: 160, und Jaufmann 1991: 78ff., bei denen vor allem auch die jüngeren Altersgruppen - ab 14J. - stärker differenziert wurden.

Schaubild 7: Technikeinstellungen nach Alter und Geschlecht in Westdeutschland 1989



Quelle: Siemens/InfraTest 1989 [ZA 1793]; gewichteter Datensatz; N = 988.

Skalenpunkte 6 oder 7 - gegenüber Technik. Jugendliche und Jungerwachsene beiderlei Geschlechts sind also keineswegs besonders technikfeindlich - für die junge Generation sind vielmehr kritisch-abwägende, ambivalente Haltungen zur Technik charakteristisch.

5.2 Werte und Wertwandel als Ursachen für Technikeinstellungen

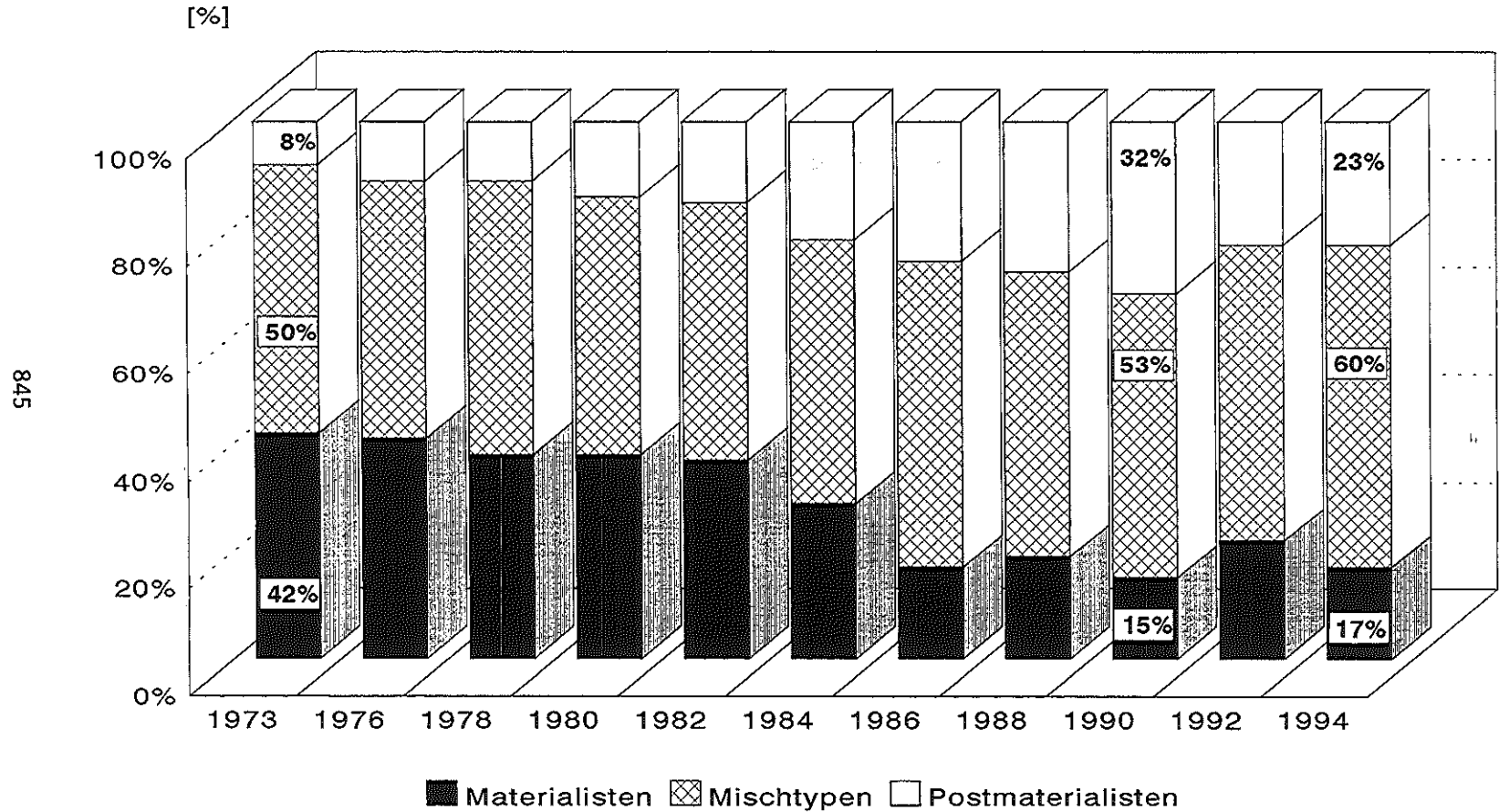
Werthaltungen spiegeln die sozioökonomischen Lebensbedingungen wider, die in jener Phase der Adoleszenz, in der Menschen als besonders prägsam gelten, erlebt werden (»Sozialisationshypothese«). Zum Gegenstand von Wertorientierungen wird - so will es die Theorie Ronald Ingleharts⁴¹ -, was in diesen »formative years« als besonders knapp erfahren wird (»Knappheitshypothese«). Demzufolge wird eine Friktion von Generationen in Deutschland - aber auch in den meisten anderen Industriestaaten - zu erwarten sein, wobei die Kriegsgeneration unter dem Eindruck von Zerstörung, Armut, Hunger, Not und Unsicherheit vornehmlich materialistische, d.h. auf die Befriedigung von Grundbedürfnissen und Sicherheit abzielende Werte erlernt hat. Die Nachkriegsgeneration, unter Bedingungen von Wirtschaftswunder, Prosperität und Überfluß sozialisiert, wird hingegen verstärkt postmaterialistischen Bedürfnissen und Werten zusprechen: Orientierungen, die auf ästhetisch-intellektuelle Werte, Zugehörigkeit und soziale Wertschätzung, vor allem aber auf Selbstverwirklichung abzielen. Durch den zukzessiven demographischen Austausch der beiden Generationen ist somit *ceteris paribus* eine *gesellschaftsweite* sukzessive Verschiebung von materialistischen zu postmaterialistischen Werten zu erwarten (»Generationswechselhypothese«). Schaubild 8 zeigt die Triftigkeit dieser Annahme. Lediglich seit der Öffnung der Tore zum Osten stagniert - ausgelöst durch den Zuzug von Aus- und Übersiedlern, die entsprechend der Lebensbedingungen unter sozialistischen Vorzeichen kaum postmaterialistisches Gedankengut entfalten konnten - die weitere Abnahme materialistischer und der entsprechende Anstieg postmaterialistischer Wertorientierungen in der westdeutschen Gesellschaft.⁴²

Technikeinstellungen sind, wie wir sahen, nur in mäßigem Umfang mit soziodemographischen Variablen verbunden. Demgegenüber finden sich starke Korrelate mit materialistischen bzw. postmaterialistischen Werten. Postmaterialisten betonen vergleichsweise stark die Bedeutung der Reproduktionssphäre. Dementsprechend stark sind ihre Orientierungen an einer gesunden, ästhetisch ansprechenden Umwelt und ihre Vorbehalte gegenüber all dem, was Natur gefährdet oder verschandelt. Wie Schaubild 9 am Beispiel der Kernenergie

⁴¹ Vgl. Inglehart 1977.

⁴² Zur Kritik des Inglehartschen Wertwandeltheorems vgl. zusammenfassend Alheit/Völker/Westermann/Zwick 1994: 4.1.

Schaubild 8: Materialisten, Mischtypen und Postmaterialisten in Westdeutschland 1973-1994



Quellen: 1973-1978: Zwick 1990: 218. 1980-1994: Eigene Berechnung auf Basis von ALLBUS, Westdeutsche WohnWohnbevölkerung, personenrepräsentativ gewichteter Datensatz.

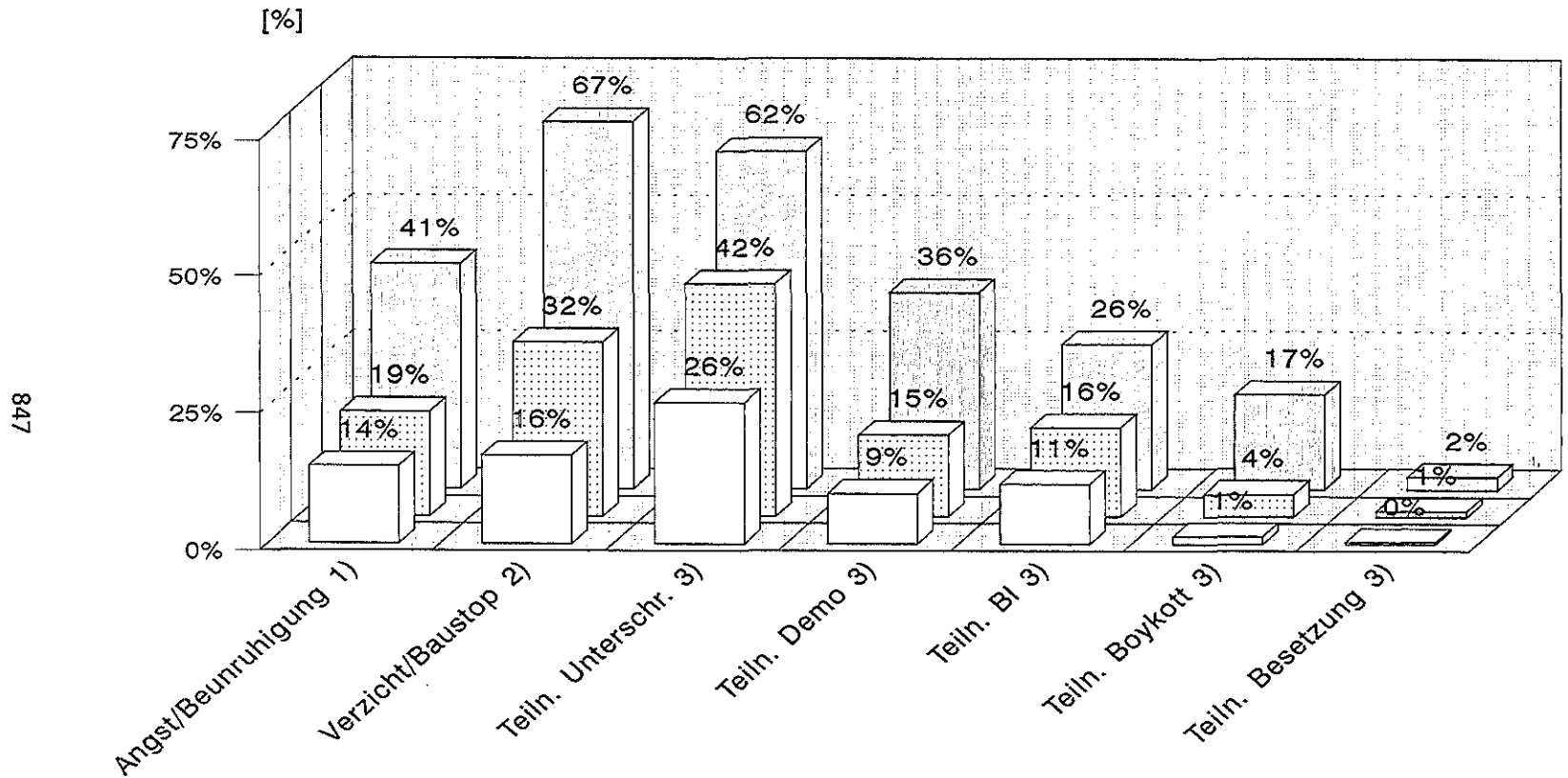
zeigt, fühlen sich Postmaterialisten vergleichsweise stark beunruhigt oder verängstigt ($C_{\text{kor}} = .34$). Neben Werthaltungen sind auch Emotionen - das wird häufig unterschätzt - sehr bedeutsame Grundlagen, wenn es um die Beurteilung von Sachverhalten geht. Das zeigt sich auch bei den Einstellungen gegenüber der Kernenergie: 16% der Materialisten, jedoch 67% der Postmaterialisten fordern einen »völligen Verzicht« auf die friedliche Kernenergienutzung bzw., die Arbeiten an im Bau befindlichen Anlagen nicht fortzuführen ($C_{\text{kor}} = .65$).

Die Protagonisten postmaterialistischen Gedankenguts sind überdies vergleichsweise engagiert, wenn es um die soziale und politische Durchsetzung ihrer Auffassungen geht. Als überwiegend junge und hoch gebildete Personen, denen Merkmale jener von Almond und Verba charakterisierten »subject-culture«⁴³ weitgehend abgeht, verfügen sie über genügend Kompetenzen und Ressourcen, um ihre Kritik an den als unbefriedigend empfundenen bestehenden Verhältnissen wirkungsvoll zu politisieren und Protest zu mobilisieren. Wie Schaubild 9 zeigt, haben sie ein relativ breites Spektrum an konventionellen politischen Partizipationsmustern aber auch an politischem Protestverhalten entwickelt und sich in weit überproportionalem Maße selbst daran beteiligt: Bereits beteiligt haben sich 26% der Materialisten, jedoch 62% der Postmaterialisten an einer Unterschriftenaktion, 9% der Materialisten, hingegen 36% der Postmaterialisten an einer Demonstration und 11% Materialisten gegenüber 26% Postmaterialisten an einer Bürgerinitiative. Unkonventionelle, teilweise auch illegale Aktionsformen werden vergleichsweise selten gewählt: Nur jeder 100te Materialist, jedoch beinahe jeder sechste Postmaterialist hat wenigstens einmal an einem Boykott, jeder 250te Materialist, jedoch jeder 43te Postmaterialist an einer Gebäudebesetzung teilgenommen.

Anders als Meinungen und Einstellungen sind Werte von hoher Zentralität, Dauerhaftigkeit und Widerstandsfähigkeit. Sie sind extern nur sehr schwer und in langwierigen Lernprozessen beeinflussbar. Werte besitzen erhebliche Orientierungsfunktion. Sie steuern die Wahrnehmung, was dazu führt, daß angenehme oder ins bestehende Weltbild »passende« Ereignisse, Aussagen und Urteile besonders leicht wahrgenommen werden, wohingegen aversive oder inkompatible Phänomene eher »ausgeblendet« werden. Durch diese Prozesse der »Wahrnehmungsakzentuierung« und der »selektiven Wahrnehmung« kommt es einerseits zu einer Art sich zirkulär selbst verstärkenden Einstellungen und zu einer sukzessiven Verfestigung von Wertorientierungen. Die hier nur kurz umrissenen wahrnehmungspsychologischen Mechanismen können darüber hinaus aber auch zu einer gewissen Immunisierung des bestehenden Weltbildes gegenüber neuen widersprüchlichen Erfahrungen führen. Wenn es zutrifft, daß Technikeinstellungen in hohem Maße an Wertorientierungen - und das heißt

⁴³ Vgl. zur »Untertanenkultur« Almond/Verba 1963.

Schaubild 9: Haltung zur Kernenergie und politischer Partizipation nach Inglehart Werttypen



Materialisten
 Mischtypen
 Postmaterialisten

Quellen: 1) Fuchs 1991: 11 [Getas 1987]; 2) »Völliger Verzicht/Baustop« Gloede/Bücker-Gärtnner 1991: 15 [Afas: 1988]; 3) »Bereits beteiligt«. Eigene Berechnung auf Basis ALLBUS 1990.

auch: an das bestehende Weltbild - gebunden sind, dann wird verständlich, daß diese selbst dann, wenn sich die gesellschaftlichen Verhältnisse ändern, weitgehend unverändert beibehalten werden. Wegen der Persistenz von Werten, aber auch, weil sich postmaterielles Gedankengut zwischenzeitlich in Lebensstilen manifestiert und in sozialen Milieus dauerhaft institutionalisiert hat, darf die Prognose gewagt werden, daß es hinter die postmaterialistische »stille Revolution«⁴⁴ in absehbarer Zeit kein Zurück mehr geben wird. Hoffnungen darauf, daß die Verschärfung der ökonomischen Lage in der Bundesrepublik eine materialistische Kehrtwende einleiten könnte und zu einer Wiederbelebung des Fortschrittsoptimismus der 60er Jahre führen könnte, müssen ebenso skeptisch beurteilt werden, wie die Versuche, über eine forcierte Werbesemantik ein technik- und fortschrittsfreundlicheres Meinungsklima herzustellen.⁴⁵

6. Zusammenfassung und Ausblick

Weder im Bezug auf globale Indikatoren, noch im europäischen Vergleich kann von einer besonderen Technikfeindlichkeit der Deutschen gesprochen werden - die Ostdeutschen geben sich sogar in besonderem Maße optimistisch, wenn es um die Zukunft des wissenschaftlich-technologischen Fortschritts geht. Auch die oft beschworene angebliche Technikfeindlichkeit Jugendlicher erweist sich als ein Märchen.

Mit dem Niedergang der vormals an gemeinsam geteilte Lebenslagen gebundenen gesellschaftlichen Großgruppen haben sozio-demographische Faktoren an Erklärungskraft für Technikeinstellungen eingebüßt. Die Ausdifferenzierung von Lebensstilen und Milieus sowie gesellschaftliche Individualisierungsprozesse hängen offensichtlich eng mit einem Pluralismus von Wertorientierungsmustern zusammen, der sich in den vergangenen drei Jahrzehnten herausgebildet und institutionalisiert hat. Technikeinstellungen lassen sich vergleichsweise am besten vor dem Hintergrund eines sich in wachsenden Bevölkerungskreisen vollzogenen Wertewandels von ökonomischen und produktionsbezogenen, materialistischen Knappheitswerten zu reproduktionsbezogenen, postmaterialistischen Selbstverwirklichungswerten plausibel machen: Im Zeitverlauf wird deutlich, daß die Neigung zu skeptischeren und ambvalanteren Haltungen im Zuge der Studentenunruhen bereits gegen Ende der 60er Jahre einsetzt, noch deutlich vor dem Eintritt spektakulärer Technikkatastrophen. Diese schla-

⁴⁴ Inglehart 1977.

⁴⁵ So hat die Forschung zur Medienwirkung im Hinblick auf Technikeinstellungen grosso modo gezeigt, daß der massenmediale Haupteffekt im sogenannten »agenda-setting« zu sehen ist (vgl. Peters/Deisenroth 1995: 50). Die Medien bestimmen, was Tagesordnung in der öffentlichen Diskussion ist. Demgegenüber widersetzt sich die »*Widerspenstigkeit der Lebenswelten*« weitgehend einer direkten massenmedialen bzw. werbesemantischen Meinungsbeeinflussung.

gen, wie das Beispiel Tschernobyl zeigt, im übrigen nicht erkennbar auf die *globalen* Technik Einstellungen durch, sondern bleiben relativ lang anhaltend auf den jeweiligen Technologie- bzw. Anwendungsbereich beschränkt: Die »Akzeptanz« der Kernenergie hat sich seit Tschernobyl und dem Hanauer Plutoniumskandal in der Bundesrepublik nie mehr wieder erholt.

Differenziert man nach unterschiedlichen Technik- und Anwendungsbereichen, dann wird deutlich, daß vor allem im Bereich von Produkt-, Haushalts- und Freizeittechnologien, aber auch in puncto Arbeitstechnik in Deutschland von Technikfeindlichkeit keine Rede sein kann. Allenfalls externe Groß- und Risikotechnologien - allen voran Kernenergie, Gentechnologie, Chemietechnologie und Abfallbewirtschaftung - stoßen hierzulande, wie auch in anderen Ländern, auf Ressentiments in der Öffentlichkeit. Die Planung und Anwendung von Risikotechnologien im Rahmen großindustrieller Projekte erzeugt Ängste wegen des befürchteten Katastrophenpotentials und der erwarteten Einschränkung von Lebensqualität. Der nach dem Abebben der neuen sozialen Bewegungen klein gewordenen Gruppe fundamentalistischer Modernisierungs- und Technikgegner gelingt es dann relativ leicht, die Bevölkerung im Nahraum solcher Anlagen zu politisieren, Widerstände und Protestverhalten zu mobilisieren. Wie die Forschungen zur Risikowahrnehmung und -akzeptanz zeigen, werden Widerstände in der Bevölkerung vor allem dann virulent, wenn bei der Konzeption von Anlagen keine angemessenen Beteiligungschancen eingeräumt wurden.

Will man die Akzeptabilität von großtechnischen Anlagen in Zukunft verbessern, dann bedarf es weder eines Mehr an Expertokratie noch verstärkter Werbeanstrengungen. Bei realistischer Betrachtung kann es zu Maßnahmen der Verbesserung der Risiko- und Technikkommunikation, dem schrittweisen Abrücken vom Diktat der »economy of scale«, vor allem aber zu erweiterten Partizipationsrechten der Bürger, keine Alternative geben.

7. Literatur

- Alheit, P., Völker, S., Westermann, B. und Zwick, M.M. 1994: Die Kehrseite der 'Erlebnisgesellschaft'. Eine explorative Studie. Bremen.
- Almond, G.A. und Verba, S. 1963: The Civic Culture. Political Attitudes and Democracy in Five Nations, Princeton.
- Basis Research: Trend Monitor, Frankfurt a.M.
- Bjørn-Andersen, N., Earl, M., Holst, O. und Mumford, E. (Hg.) 1982: Information Society. For Richer, for Poorer, Amsterdam.
- Bossle, L. 1987: Das Problem der Technikfeindlichkeit in der jungen Generation, in: Politische Studien, Nr. 293: 298-305.
- CDU-CSU-Bundestagsfraktion 1981: Technikfeindlichkeit oder Technikangst in der jungen Generation? Bonn (Ms.).

- Fischer, A. 1988: Technikbilder Jugendlicher. In: Jaufmann, D. und Kistler, E. (Hg.): Sind die Deutschen technikfeindlich? Erkenntnis oder Vorurteil: 111-114.
- Friedrichs, J. 1991: Unter welchen Bedingungen werden neue Technologien angenommen? In: Jaufmann, D. und Kistler, E. (Hg.): Einstellungen zum technischen Fortschritt: 117-134.
- Fuchs, D. 1991: Die Einstellung zur Kernenergie im Vergleich zu anderen Energiesystemen. Forschungszentrum Jülich, Programmgruppe MUT (Hg.): Arbeiten zur Risiko-Kommunikation, Heft 19, Jülich.
- Geißler, R. 1990: Technikakzeptanz in der Bundesrepublik Deutschland - Unterschiede zwischen Jugendlichen und Erwachsenen und der Einfluß von Parteipräferenzen. In: Kistler, E. und Jaufmann, D. (Hg.): Mensch - Gesellschaft - Technik. Orientierungspunkte in der Technikakzeptanzdebatte: 141-166.
- Grudzinski, M. 1996: Der Verbraucher allein zu Haus oder: Multimedia aus der Sicht einer Werbeagentur. In: Kubicek, H. u.a. (Hg.): Jahrbuch Telekommunikation und Gesellschaft 1996: Öffnung der Telekommunikation - Neue Spieler, neue Regeln: 130-136.
- Heidenreich, M. (Hg.) 1993: Computers and Culture in Organizations. The Introduction and Use of Production Control Systems in French, Italian, and German Enterprises, Berlin.
- Hennen, L. 1994: Ist die (deutsche) Öffentlichkeit »technikfeindlich«? Ergebnisse der Meinungs- und der Medienforschung. Erster Sachstandsbericht im Rahmen des Monitoring-Projektes »Technikakzeptanz und Kontroversen über Technik« am TAB. TAB (Hg.): Arbeitsbericht Nr. 24, Bonn.
- Inglehart, R. 1977: The Silent Revolution. Changing Values and Political Styles among Western Publics, Princeton.
- Jaufmann D. 1990: Technik und Wertewandel - Jugendliche und Erwachsene im Widerstreit? Europäische Hochschulschriften: Reihe 22, Soziologie, 203, Frankfurt a.M.
- Jaufmann, D. 1991: Alltagstechnologien - Großtechnologien. Technikakzeptanz als facettenreiches Objekt mit vielfältigen empirischen Zugängen. In: Jaufmann, D. und Kistler, E. (Hg.): Einstellungen zum technischen Fortschritt. Technikakzeptanz im nationalen und internationalen Vergleich: 71-93.
- Jaufmann, D. und Jänsch, G. 1990: Technikakzeptanz: Wie weit widersprechen sich die Demoskopien und was denkt die Bevölkerung? In: Kistler, E. und Jaufmann, D. (Hg.): Mensch - Gesellschaft - Technik. Orientierungspunkte in der Technikakzeptanzdebatte: 71-100.
- Jaufmann, D. und Kistler, E. 1993: Sekundäranalytische Synopse von empirischen Untersuchungen zur Technikakzeptanz. Bericht an den Deutschen Bundestag - Büro für Technikfolgenabschätzung. Inifes Stadtbergen.
- Jaufmann, D. und Kistler, E. (Hg.) 1991: Einstellungen zum technischen Fortschritt. Technikakzeptanz im nationalen und internationalen Vergleich, Frankfurt a.M.
- Jaufmann, D., Kistler, E. und Jänsch, G. 1989: Jugend und Technik: Wandel der Einstellungen im internationalen Vergleich. Frankfurt/M.
- Kistler, E. 1991: Eurosklerose, Germanosklerose? - Einstellungen zur Technik im internationalen Vergleich. In: Jaufmann, D. und Kistler, E. (Hg.): Einstellungen zum technischen Fortschritt. Technikakzeptanz im nationalen und internationalen Vergleich: 53-69.
- Kistler, E. und Jaufmann, D. (Hg.): Mensch - Gesellschaft - Technik. Orientierungspunkte in der Technikakzeptanzdebatte, Opladen.
- Kistler, E. und Pfaff, M. 1990: Technikakzeptanz im internationalen Vergleich. Ergebnisse zur globalen Technikbeurteilung und zur Akzeptanz der Gentechnologie. In: Kistler, E. und Jaufmann, D. (Hg.): Mensch - Gesellschaft - Technik. Orientierungspunkte in der Technikakzeptanzdebatte: 41-70.
- Kliment, T., Renn, O. und Hampel, J. 1995: Die Chancen und Risiken der Gentechnologie aus der Sicht der Bevölkerung. In: Schell v., T. und Mohr, H. (Hg.): Biotechnologie - Gentechnik. Eine Chance für neue Industrien: 558-583.

- Kubicek, H. u.a. (Hg.) 1996: Jahrbuch Telekommunikation und Gesellschaft 1996: Öffnung der Telekommunikation - Neue Spieler, neue Regeln, Heidelberg.
- Lübbe, H. (Hg.) 1987: Fortschritt der Technik Gesellschaftliche und ökonomische Auswirkungen, Heidelberg.
- Mannheim, K. 1964: Das Problem der Generationen. In: Mannheim, K. (Hg.): Wissenssoziologie, Berlin.
- Mannheim, K. (Hg.) 1964: Wissenssoziologie, Berlin.
- Max-Planck-Gesellschaft (Hg.) 1995: Der schrumpfende Freiraum der Forschung. Berichte und Mitteilungen 1/95, München.
- Opaschowski, H.W. 1995: Medienkonsum. Analysen und Prognosen vom BAT Freizeit-Forschungsinstitut. BAT Freizeit-Forschungsinstitut (Hg.): Schriften zur Freizeitforschung, Hamburg.
- Peters, H.P. 1993: Risikokonflikt/Risikokontroverse. In: Schütz, H. und Wiedemann, P.M. (Hg.): Technik kontrovers, Frankfurt a.M.
- Peters, H.P. und Deisenroth, H. 1995: Massenmedien und Technikakzeptanz. Inhalte und Wirkungen der Medienberichterstattung über Technik, Umwelt und Risiken. Forschungszentrum Jülich, Programmgruppe MUT (Hg.): Arbeiten zur Risikokommunikation, Heft 50, Jülich.
- Renn, O. 1986: Technik in der gesellschaftlichen Auseinandersetzung. Überblick über die Ergebnisse der Akzeptanzforschung, in: Wildenmann, R. (Hg.): Umwelt, Wirtschaft, Gesellschaft. Wege zu einem neuen Grundverständnis: 274-283.
- Renn, O. 1987: Eine kulturhistorische Betrachtung des technischen Fortschritts, in: H. Lübbe (Hg.): Fortschritt der Technik Gesellschaftliche und ökonomische Auswirkungen: 65-100.
- Renn, O. 1993: Technik und gesellschaftliche Akzeptanz: Herausforderungen der Technikfolgenabschätzung. In: GAIA. Ecological Perspectives in Science, Humanities and Economics, Jg. 2, Heft 2: 67-83.
- Renn, O. 1994: Technischer und humaner Fortschritt: Forschung und Technik im Verständnis der Öffentlichkeit, in: Konrad Adenauer Stiftung (Hg.), Wissenschaft und Technik in der modernen Gesellschaft. Interne Studien Nr. 94-1994, St. Augustin: 49-64.
- Renn, O. 1995: Forschung und Technik im Verständnis der Öffentlichkeit, in: Max-Planck-Gesellschaft (Hg.): Der schrumpfende Freiraum der Forschung. Berichte und Mitteilungen 1/95: 209-246.
- Renn, O. und Zwick, M.M. 1996: Kurzstudie zum Thema »Risiko- und Technikakzeptanz« für die Enquete-Kommission zum Schutz des Menschen und der Umwelt des Deutschen Bundestages, Bonn.
- Röglin, H.-C. 1994: Technikängste und wie man damit umgeht. Düsseldorf.
- Schell v., T. und Mohr, H. (Hg.) 1995: Biotechnologie - Gentechnik. Eine Chance für neue Industrien, Berlin.
- Sontheimer, K. 1986: Grundzüge des politischen Systems der Bundesrepublik Deutschland, 11. Aufl., München.
- Sorge, A., Hartmann, G., Warner, M. und Nicholas, I. 1982: Technology, Organization, and Manpower: Applications of CNC in Manufacturing in Great Britain and West Germany, in: Bjørn-Andersen, N., Earl, M., Holst O. und Mumford, E. (Hg.): Information Society. For Richer, for Poorer: 169-182.
- VCI 1994: Bekenntnis zu Fortschritt durch Innovation, in: Chemie heute, Ausgabe 1993/1994: 30-35.
- VCI 1995: Strukturwandel im Arbeitsmarkt für Naturwissenschaftler in der chemischen Industrie. Positionspapier des VCI, in: Chemie heute, Ausgabe 1994/1995: 42-43.
- VDE 1994: VDE-Studie '94 zur Technikakzeptanz. Frankfurt a.M. Tabellenband. Vom Sample-Institut Mölln durchgeführte Studie, Mölln.
- VDI-Technologiezentrum Berlin und Wissenschaftszentrum Berlin (Hg.) 1980: Informationstechnologie und Beschäftigung. Eine Übersicht über internationale Studien, Düsseldorf.

- Wiedemann, P.M. 1995: Kommunikation, Öffentlichkeitsbeteiligung und Konsensfindung bei entsorgungswirtschaftlichen Vorhaben - Handbuch. Umweltministerium Baden-Württemberg / Forschungszentrum Jülich - Programmgruppe Mensch, Umwelt, Technik (Hg.): Luft, Boden, Abfall, 32, Stuttgart.
- Wildenmann, R. (Hg.) 1986: Umwelt, Wirtschaft, Gesellschaft. Wege zu einem neuen Grundverständnis, Stuttgart.
- Zwick, M.M. 1990: Neue soziale Bewegungen als politische Subkultur, Frankfurt a.M.
- Zwick, M.M. 1996: Internationale Katastrophendatenbank des 20. Jahrhunderts, Stuttgart.

Energiesituation in ausgewählten Ländern

Situation der Kernenergie in Osteuropa

E. Gelfort

Bundesamt für Strahlenschutz
Abteilung Kerntechnische Anlagen (Ost)
Köpenicker Allee 120
10318 Berlin

Zusammenfassung

In den Mittel-Ost-Europäischen Staaten und in den Neuen Unabhängigen Staaten befinden sich ca. 108 KKW mit sowjetischen Leistungs-Reaktoren in Betrieb, im Bau oder außer Betrieb. Für ca. 1,5 Milliarden DM sind bis heute durch weltweite Unterstützung Nachrüstungsmaßnahmen durchgeführt worden.

Alle Länder benötigen kostengünstige Elektroenergie und wollen die für die KKW aufgewendeten Finanzmittel nutzen. Demzufolge wird ein Teil der angefangenen KKW fertig gebaut und die laufenden KKW werden ertüchtigt. Der Kernenergieanteil an der Elektroenergie-Versorgung schwankt für verschiedene Länder zwischen 10 % und 80 %, so daß sehr unterschiedliche Abhängigkeiten vorliegen.

Die Typen Druckwasser-Reaktor (WWER) und Kanalreaktor (MKER) werden in Rußland weiter entwickelt, um deren Neubau zu erreichen. Dazu liegen bisher nur Planungsentwürfe vor. Für lediglich 5 KKW wird die Fertigstellung auf der Grundlage früherer Pläne betrieben, wobei erhebliche sicherheitstechnische Ertüchtigungsmaßnahmen eingearbeitet werden.

1. Einführung

In der Gemeinschaft Neuer Unabhängiger Staaten (GUS) der ehemaligen Sowjetunion - Rußland, Ukraine, Kasachstan, Armenien - sowie den Staaten Mittel- und Osteuropas (MOES) - Ungarn, Bulgarien, Slowaken, Tschechien und Litauen - sind gegenwärtig 68 Kernkraftwerke sowjetischer Bauart in Betrieb (s. a. Abb. 1). Für ca. 32 Kernkraftwerke wurde in den 80er Jahren der Bau begonnen, wobei deren Fertigstellung wegen der wirtschaftlichen Umgestaltung unterbrochen ist. 8 KKW sind abgeschaltet und zur Stilllegung vorgesehen. In den GUS handelt es sich insgesamt um ca. 78 KKW und in den MOES um 30, so daß 108 KKW den Status quo bilden.

Die charakteristischen Merkmale und Bezeichnungen der Kernreaktoren Ost aus der Produktion der ehemaligen Sowjetunion lauten:

- WWER: wassermodierter, wassergekühlter Energie-Reaktor; Druckwasserreaktor,
- RBMK: Kanal-Reaktor großer Leistung; graphitmodierter Röhren-Siedewasser-Reaktor,
- LWGR: leichtwassergekühlter, graphitmodierter Kanalreaktor,
- BN: schneller Brüter; natriumgekühlter Brutreaktor,
- AST: Kernkraftwerk zur Wärmeversorgung; nukleares Heizwerk.

2. KKW-Bestandbeschreibung

Die gegenwärtig laufenden Kernreaktoren tragen teilweise mit einem beachtlichen Anteil zur Deckung des Elektroenergie-Bedarfs der einzelnen Regionen bei (St. Petersburg ca. 33 % oder Moskau ca. 20 %), wobei sich die Verteilungsnetze als Inselnetze darstellen und die lokalen Abhängigkeiten erheblich höher sein können. Die Beschreibung des länderbezogenen KKW-Einsatzes ergibt folgendes Bild (s. a. Abb. 2):

Russische Föderation

Derzeit befinden sich an 9 Standorten 29 KKW in Betrieb (12 % KKW-Anteil):

- Balakowo, 4 Blöcke WWER-1000/320 (Inbetriebnahmen: 1985, 1987, 1988); der Block 4 wurde im Dezember 1993 in Betrieb genommen, zwei weitere Blöcke sind geplant,
- Sosnowy Bor, 4 Blöcke RBMK-1000 (1973, 1975, 1979, 1981), Nr. 1 und Nr. 2 wurden nachgerüstet,
- Twer, früher Kalinin, 2 Blöcke WWER-1000/338 (1984, 1986). 1 Block im Bau,
- Kola, 2 Blöcke WWER-440/230 (1973, 1974) der 1. Generation und 2 Blöcke WWER-440/213 (1981, 1984); geplant sind 2 Blöcke WWER-1000 als Ersatz für die WWER-230,
- Kursk, 4 Blöcke RBMK-1000 (1976, 1979, 1983, 1985), Block 5 ist 1996 zur Inbetriebnahme vorgesehen,
- Nowo-Woronesh, 2 Blöcke (1964, 1969) abgeschaltet; 2 Blöcke WWER-440/230 (1971, 1972) und 1 Block WWER-1000 (Prototyp 1980), geplant 2 Ersatzblöcke,
- Smolensk, 2 Blöcke RBMK-1000 (1982, 1983), Block 3 ging im Januar 1990 in Betrieb und ist Muster der internationalen Begutachtung, Nr. 4 storniert,

Abb. 1: Bestand an Kernkraftwerken (in Betrieb, außer Betrieb, Planung oder Bau) in der GUS und MOES; Stand August 1996

		G U S				M O E S						in Betrieb	außer Betrieb	Plan Bau
		Ruß	Ukr	Kas	Arm	Lit	Bu	Ts	Sl	Sw	Un	Ru		
WWER-440	iB	4			1		4		2			11		
W-230	aB	2			1		-		(1)				4	
	B	-			-		-		-					
WWER-440	iB	2	2					4	2		4	14		
W-213	aB	-	-					-	-		-			
	B	-	-					-	2		-			2
WWER-1000	iB	7	11				2	-				20		
W-320	aB	-	-				-	-						
	B	15	2				2	2						21
RBMK-1000	iB	11	2									13		
	aB	-	2										2	
	B	1	-											1
RBMK-1500	iB					2						2		
	aB					-								
	B					-								1
LWGR-12	iB	4										4		
	aB	2											2	
	B	2												2
BN-600	iB	1		1								2		
-350	aB	-		-										
-800	B	3		-										3
AST-500	iB	-												
	aB	-												
	B	2												2
CANDU-700	iB									1		2		
DWR-664	aB									-		-		
	B									-		1		
Gesamt:		56	19	1	2	2	8	6	7	1	4	68	8	32

- Bilibino - Tschuktschen-Gebiet - 4 Blöcke LWGR-12 (1974 - 1976), 2 Ergänzungen geplant,
- Belojarsk, BN-600 in Betrieb und BN-800 im Bau; LWGR-100/200 (1980, 1990) wurden stillgelegt.

Im Bau abgebrochen wurden die KKW an den Standorten: Rostow: 2 WWER-1000; Tscheljabinsk: 2 BN-800; Bashkir: 2 WWER-1000; Krostroma: 2 WWER-1000; Tatar: 2 WWER-1000; Südural: 2 WWER-1000.

Die Weiterführung der Arbeiten hängt vom Bedarf, von der Finanzierung und von der Entscheidung örtlicher Behörden ab. Endgültig wurde der Einsatz von Kernkraftwerken zur Wärmeversorgung -AST-500 MW_{th} (als Prototyp in der Fertigstellung) - bei Woronesh durch Einspruch der örtlichen politischen Gremien eingestellt, dafür werden aber AST-500 für die Städte Krasnojarsk und Tomsk geplant.

Die laufenden 29 KKW-Blöcke stellen eine Leistung von 21.000 MW_{el} dar. Die vom Ministerium für Atomkernenergie (MINATOM) vorgelegte Planung sieht einen Neubau von 15.000 MW_{el} (ca. 70 %) bis zum Jahr 2010 vor, um Ersatz-Kapazitäten zu schaffen.

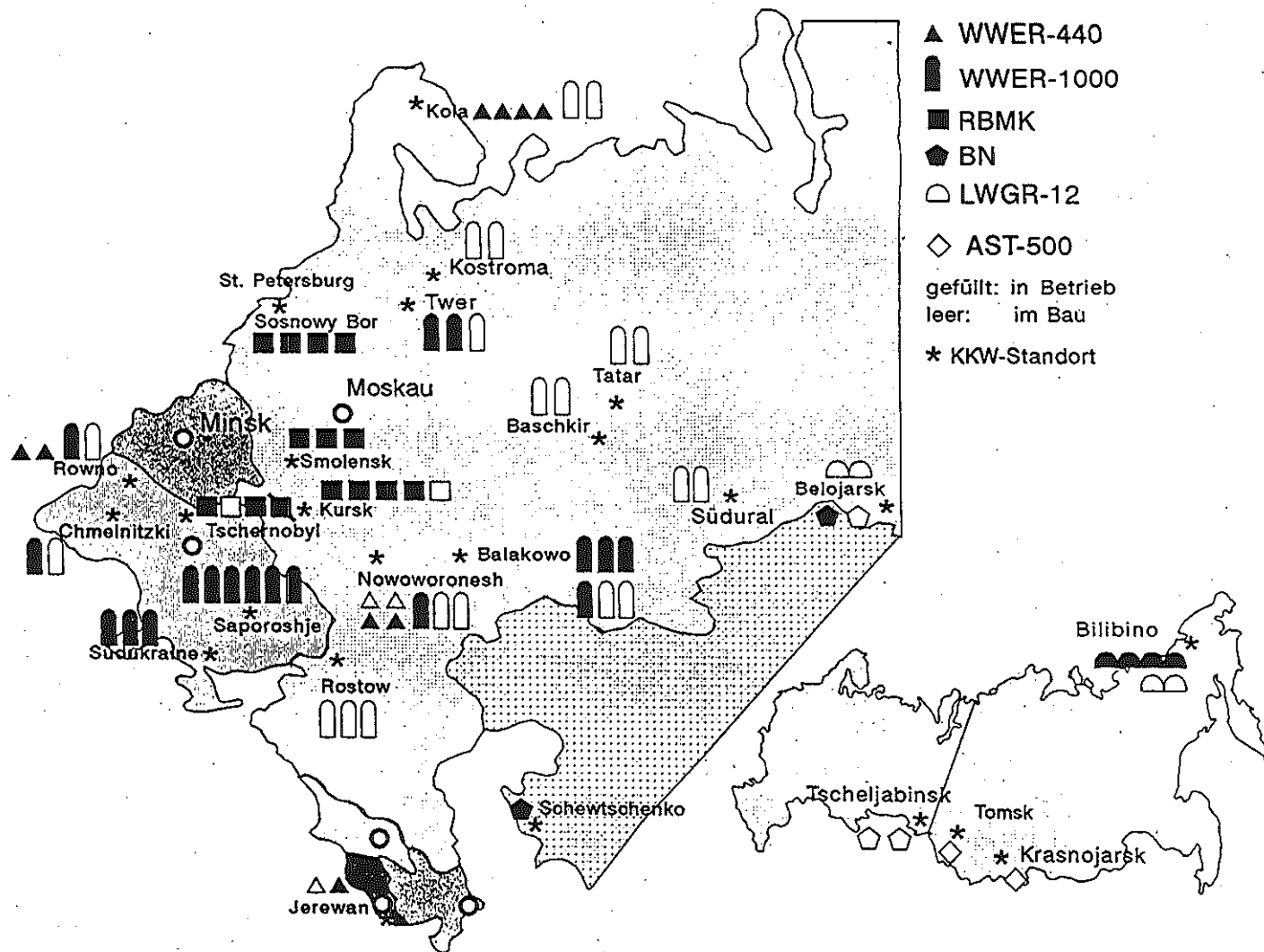
Ukraine

Das Moratorium des Parlamentes vom Juli 1990 veranlaßte eine Bau-Unterbrechung der KKW Saporoshje Nr. 6, Südukraine Nr. 4, Rowno Nr. 4 und Chmelnitzki Nr. 2. Diese Blöcke sind zwischen 50 % und 95 % fertiggestellt gewesen (WWER-1000/320). Das Moratorium ist im Oktober 1993 aufgehoben worden. In Betrieb befinden sich (25 % KKW-Anteil) 15 KKW an 5 Standorten:

- Rowno, 2 Blöcke 440/213 (1980, 1981); 1 Block 1000/320 (1980); Block 4 soll fertiggestellt werden,
- Tschernobyl, 1. und 3. Block RBMK-1000 (1977; 1978); Block 2 in Reparatur; Block 4 am 26.4.1986 zerstört; Block 5 und 6 Ausbau storniert, Naßlager für ca. 15 000 Brennelemente gefüllt,
- Saporoshje, 5 Blöcke WWER-1000 (1984, 1985, 1986, 1987, 1989); für Block 6 Inbetriebnahme 1995 erfolgt,
- Chmelnitzki, Block 1 WWER-1000 (1984), Block 2: soll fertiggestellt werden,
- Südukraine, Konstantinowa, 3 Blöcke WWER-1000 (1982, 1985, 1989).

Alle KKW werden dringend benötigt, um die Abhängigkeit von russischen Fossilbrennstoffen zu reduzieren. Die EU- bzw. G-7-Staaten verhandeln über eine Abschaltung der KKW Tschernobyl und den Ersatz durch deren Fertigbau der KKW Rovno 4 und Chmelnitzki 2.

Abb. 2: Standorte der Kernkraftwerke und sonstiger kerntechnischer Anlagen in der Gemeinschaft Unabhängiger Staaten (GUS)



Kasachstan

Es gibt den BN-350 (125 MW_{el}) bei Schewtschenko-Aktan (1974) zur Stromerzeugung und zur Meerwasserentsalzung (12 000 m³/d). Das Land verfügt über sehr reiche Uran-Vorkommen und plant den Bau von KKW's.

Armenien

Die beiden Blöcke (1976, 1979) Medzamor-Oktemberjan (WWER-440-270) wurden 1989 wegen der Erdbebenauswirkungen außer Betrieb genommen. Wiederinbetriebnahme des Blockes 2 ist 1995 erfolgt. Dieser Block trägt 45 % der Elektroenergie-Erzeugung, wobei es zu täglichen Stromabschaltungen aus Mangel an Fossil-Brennstoffen kommt.

Für die KKW in den Mittel-Osteuropäischen Staaten (MOES) ergibt sich hinsichtlich Betrieb, Ausbau oder Baueinstellung folgendes Bild (Abb. 3):

Litauen

Der Bau von Ignalina Nr. 3 und Nr. 4 ist gestoppt. Die Blöcke 1 und 2 werden ertüchtigt. Ca. 80 % Elektroenergieanteil decken die beiden Ignalina-Blöcke (1 500 RBMK) (1973, 1987) ab, die auf ca. 1 300 MW-Leistung gedrosselt sind.

Bulgarien

Der Bau von 2 Blöcken WWER-1000 in Belene wurde vorläufig zurückgestellt (Kernenergieanteil ca. 36 %). Kozloduy, 4 Blöcke WWER-440/230: (1974, 1975, 1980, 1982), 2 Blöcke WWER-1000 (1980 - 1984). Für Bulgarien läuft ein umfangreiches Nachrüstprogramm der EU.

Ungarn

Ca. 33 % Kernenergieanteil mit den 4 Blöcken WWER-440/213 in Paks (1984 - 1987). Die Planungen zu 2 weiteren Blöcken WWER-1000 wurden eingestellt.

Tschechien

Der Kernenergieanteil beträgt derzeit 30 %; wegen starker Waldschäden durch schwefelhaltigen Fossil-Brennstoff werden 2 Blöcke WWER-1000 am Standort Temelin mit westlicher Unterstützung fertiggestellt (Baubeginn 1984 und 1985); 4 Blöcke Dukovany WWER-440/213 (1980 - 1987) sollen ertüchtigt werden.

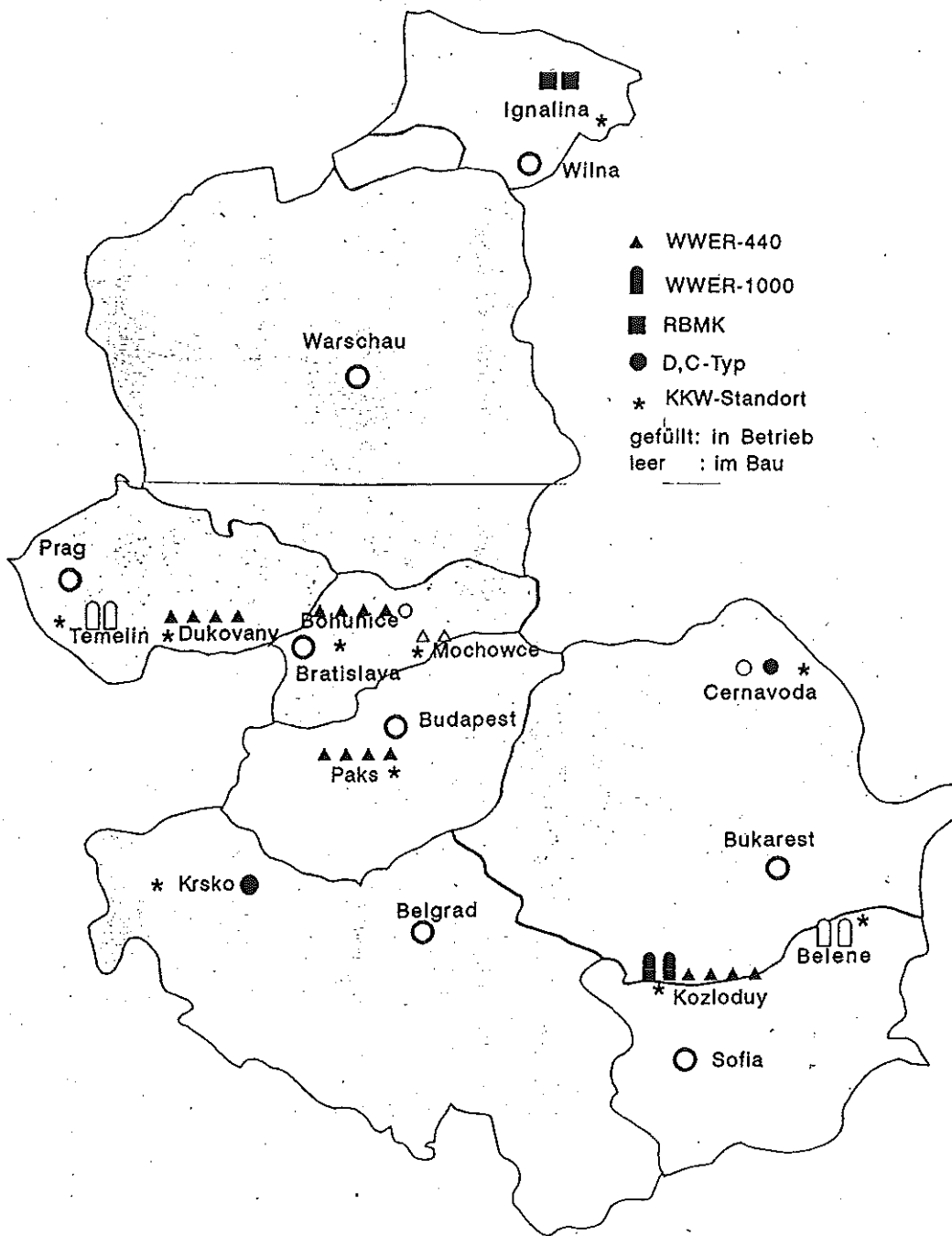


Abb. 3: Standorte der Kernkraftwerke in den MOES

Slowakien

Der Kernenergieanteil beträgt ca. 50 %; Strom wird exportiert. 2 Blöcke WWER-440/213 am Standort Mochowze werden mit westlicher Unterstützung fertiggestellt; der Bau zweier weiterer Blöcke wurde eingestellt. 2 Blöcke WWER-440/230 (1978, 1980) und 2 Blöcke WWER-440/213 (1984, 1985) in Bohunice.

Zur Stilllegung und zum Abriß ist der AV-1 (144 MW_{el}; 1958/1979 - CO₂-gekühlt und Grafit-moderiert) - vorgesehen.

Zwei Länder erhielten in den achtziger Jahren KKW aus westlicher Produktion:

Rumänien

In Cernavoda wurden 5 Blöcke vom Typ CANDU (700 MW) mit kanadischer Hilfe von 1980 bis 1986 geplant bzw. gebaut. Der 1. Block soll 1997 in Betrieb gehen. Die Inbetriebnahmephase wird derzeit vom kanadisch-italienischen Konsortium AAL ausgeführt, währenddessen sich die rumänische Betriebsmannschaft einarbeitet. Block 2 benötigt noch einen Betreiber und Finanzier zwecks Fertigbau. Die Blöcke 3, 4, 5 sind storniert.

Slowenien

Bei Krsko befindet sich der Westinghouse-Reaktor DWR-664 MW_{el} seit 1981 in Betrieb.

3. Bedeutung der Kernenergie

In der Russischen Föderation beträgt der Anteil der Kernenergie an der Gesamt-Stromerzeugung ca. 12 % (Fossil-Kraftwerke 81 %; Wasserkraftwerke 7 %). Einerseits besteht Energieverschwendung, so daß dieser Prozentsatz durch Einsparung vermindert eingespart werden könnte, andererseits gibt es regionale Inselnetze und logistische Probleme, so daß ein Abschalten nicht möglich ist.

In den MOES schwanken die Anteile zur Bedarfsdeckung von 80 % in Litauen, über 50 % Slowakien bis 25 % in Ungarn, wobei die Elektroenergie exportiert wird und einen Devisen-Faktor darstellt.

Auf dem Moskauer Gipfel (19./20. April 1996) der G-8 hat die Russische Föderation den Aus- und Weiterbau der KKW erklärt. Sowohl logistische Probleme bei der Stromversorgung als auch Arbeitsmarktprobleme führen dazu, an der Nutzung der Kernenergie festzuhalten, wobei erhebliche Verbesserungen in der Sicherheit zu fordern sind und auch zugesichert wurden.

Die Fossil-Kraftwerke haben im Durchschnitt nur einen Wirkungsgrad von 25 bis 30 % und die Verteilungsnetze Verluste bis 8 % (3 % in D). Sie verursachen mangels Ausrüstung große Umweltbelastungen und sind durchweg veraltet. Aufgrund dieser Probleme haben alle mittel- und osteuropäischen Länder umfangreiche Modernisierungspläne für ihre jeweilige Energiewirtschaft und Energieinfrastruktur vorgelegt. Die Investitionssummen, von denen hier die Rede ist, sind gigantisch. Allein Rußland will bis zum Jahr 2005 insgesamt 44 neue Wärme- und Wasserkraftwerke mit einer Gesamtkapazität von 45.000 MW sowie neue Leitungsnetze mit einer Gesamtlänge von 9.600 km bauen - und dafür die Summe von rund 25 Mrd US-Dollar aufwenden.

Für Osteuropa insgesamt rechnen Experten innerhalb der nächsten 20 Jahre allein im konventionellen Bereich mit Investitionsvolumina von über 40 Mrd US-Dollar. Hinzu kommen rund 30 Mrd US-Dollar im Bereich Kernkraft, 25 Mrd US-Dollar bei der Erdölförderung und weitere 20 Mrd Dollar im Erdgasgeschäft.

Die Zahlen verdeutlichen einerseits die Dimension des Problems, deuten andererseits aber auch auf die Chancen hin, die sich für die westliche Wirtschaft in Osteuropa ergeben.

4. Sicherheit und Nachrüstungen

Das Sicherheitskonzept östlicher Kernkraftwerke beruhte im wesentlichen auf der robusten Auslegung der Anlagen (Sicherheitsmargen) und dem besonders postulierten Ausbildungsniveau (Erziehung zum verantwortungsbewußten „sozialistischen Menschen“) des Bedienungspersonals. Dies führte zu einer Entwicklung, die die kerntechnischen Diversitäten und Redundanzen, insbesondere die Vorsorge zur Beherrschung von Störfällen - so wie sie im Westen gesehen wird - vernachlässigte.

In der Annahme, daß bei robuster Bauweise und guter Ausbildung des Personals schwerwiegende Schäden nicht auftreten, ist bei den älteren Anlagen weitgehend auf besondere Einrichtungen zur Beherrschung von Störfällen verzichtet worden. Die Verbesserungsprogramme sind bilateral und multinational seit 1992 organisiert worden.

Die Behebung der Defizite bedingt erhebliche finanzielle Aufwendungen, die aufgrund der ökonomischen Schwächen von Staatsverwaltung und Betreiber kurzfristig nicht aufgebracht werden können. Auch die westlichen Staaten sind nicht in der Lage, die vollständige Ertüchtigung aller nachrüstfähigen KKW und den Aufbau unabhängiger Kontrollbehörden zu finanzieren. Demzufolge ist die Hilfe zur Selbsthilfe mit entsprechend gut ausgewählten und zielführenden Maßnahmen geboten. Ein Sofortprogramm umfaßt:

- Verbesserung der Sicherheit der Betriebsführung,

- kurzfristige technische Verbesserungen auf der Grundlage von Sicherheitsbewertungen,
- Aufbau und Stärkung der behördlichen Kontrollen der nuklearen Sicherheit, sowie als mittel- bzw. langfristige Maßnahmen:
 - Untersuchung von Ersatzenergien zur Verminderung der Notwendigkeit des Betriebs weniger sicherer und alter Anlagen,
 - Nachrüstung sicherheitstechnisch besserer, d. h. moderner Anlagen.

Ein weiterer Faktor für das Zustandekommen der heutigen Situation besteht darin, daß in der ehemaligen Sowjetunion mit den ehemaligen Blockstaaten die im Westen übliche, unabhängige behördliche Kontrolle zwischen Errichtung und Betrieb fehlte. Die Genehmigungs- und Aufsichtsbehörden waren keine eigenständigen Institutionen, sondern immer dem jeweiligen, für die Energieerzeugung zuständigen Ministerium unterstellt. Das Ziel der westlichen Unterstützung muß es deshalb sein, den sich vollziehenden Aufbau von unabhängigen und fachlich kompetenten Behörden, welche die Anlagen genehmigen und beaufsichtigen, nachdrücklich zu unterstützen.

Nach wie vor fehlen in diesen Ländern klare Zuständigkeiten, leistungsfähige Organisationen, funktionsfähige Verfahrensregelungen bei der friedlichen Nutzung der Kernenergie; insbesondere fehlt es noch an der im Westen praktizierten Verteilung von Aufgaben und Verantwortlichkeiten zwischen Behörden, Sachverständigen- bzw. Gutachterorganisationen und Betreibern sowie Herstellern. Hier hat die Unterstützung durch das Bundesumweltministerium ihren Schwerpunkt (z. B.: Durchführung von Seminaren und Workshops mit Vertretern der deutschen Genehmigungs- und Aufsichtsbehörden; Erstellung von prototypischen Sicherheitsberichten; Unterstützung beim Aufbau von Fernüberwachungssystemen).

Auf der anderen Seite sehen manche Partner im Osten in der Stilllegung des KKW Greifswald (4 Blöcke WWER 440/213; 1973; 1974; 1978; 1979; 1 Block WWER 440/230; 1990) und in dem Verzicht auf den Weiterbau von Stendal (WWER-1000) eine Diskreditierung ihrer Technik. Sie unterstellen zu Unrecht, daß bei diesen Entscheidungen die Förderung deutscher bzw. westlicher Industrieinteressen im Vordergrund gestanden hat. Es hat eine Bedarfs-Anpassung gegeben. Zudem sind diese KKW auch in die spezifische deutsche KKW-Akzeptanzkrise gezogen worden, so daß keine Bereitschaft bestand, in Nachrüstungen zu investieren und den Betrieb wieder aufzunehmen.

Die gesamte westliche Hilfe beträgt bis Ende 1995 ca. 690 Millionen ECU, d. h. ca. 1,5 Milliarden DM. Beteiligt sind alle EU-Länder, USA, Kanada, Japan, Schweiz. Diese Hilfe gliedert sich in Zuwendungen und Kredite für kurzfristige Ertüchtigungen und langfristige

Nachrüstungen. Der Sicherheitsfonds der G-7 (1993) wird über die EBWE in London abgewickelt (insgesamt 151 Millionen ECU) und dient beispielsweise dazu, kurzfristig den Betrieb zu sichern (Kosloduy - 25 Millionen ECU; Ignalina - 40 Millionen ECU bisher gezahlt), wobei die Empfänger die Rückzahlung der zu günstigen Zinsen gezahlten Gelder übernommen haben.

Die deutsche Hilfe beträgt insgesamt von 1990 bis 1995 ungefähr 300 Mio DM. Ca. 150 Mio DM wurden in die internationalen Fonds eingezahlt und etwa die gleiche Summe ist bis 1995 für ein bilaterales Unterstützungsprogramm zur Verbesserung der Reaktorsicherheit aufgewendet worden. Die Unterstützung wird fortgesetzt und dabei auf Hilfe zur Selbsthilfe gesetzt. Gemäß dem Moskauer G-8-Gipfel wird erklärt, daß die RF den Ausbau der KKW mit westlichen Sicherheitsmaßstäben fortführen wird.

Für den wirtschaftlichen und technischen Rahmen dieser Programme haben folgende wichtige Fragen - unter den Bedingungen einer marktwirtschaftlichen Entwicklung - noch keine endgültige Form angenommen bzw. Antwort erhalten:

- die Einordnung der Tätigkeit der KKW in die regionalen Energieversorgungssysteme,
- die Festlegung einer Tarifordnung für Elektroenergie,
- die Bildung von Investitionsfonds für den Bau neuer KKW aus den Tarifen,
- die Stilllegung und Entsorgung,
- die Stützung der Forschungsreaktoren im Interesse der Weiterentwicklung der Kernenergie,
- die staatliche Stützung und Kreditierung der Entwicklung der Kernenergie.

5. Neue Entwicklung und Weiterbau

Neben der Fertigstellung sowie der Nachrüstung wird nur in der Russischen Föderation über den Bau neuer Typen auf der Basis erworbener Erfahrungen und vorhandener Produktionskapazität sowie einer Bedarfsdeckung befunden.

Die verschiedenen bisher vorliegenden Planungen haben alle gemeinsam, daß sie so nicht stimmen und nie verbindlich gewesen sind. Für die Zukunft werden folgende Typen zur Debatte gestellt:

- WWER: Druckwasser-Reaktor; wassermodert, wassergekühlt mit möglichen Leistungen von 440 bis 1000 Mw_{el};

- MKER: Kanal-Reaktor, graphitmoderierter, wassergekühlter Röhren-Reaktor als Nachfolger des RBMK mit einer Leistung von 800 MW_{el};
- BN: Brutreaktor; Blei-Wismut gekühlt;
- AST: Nukleares Heizwerk mit einer Leistung von 500 MW_{th}.

Beim WWER handelt es sich um eine verbesserte Fortschreibung der Druckwasser-Reaktoren. Im Gespräch war, den Prototyp in Nowoworonesh oder bei St. Petersburg zu errichten. Verschiedene Entwicklungsteams an verschiedenen Standorten haben weitere Variationen ins Gespräch gebracht (z. B.: WWER-640-; WWER-1000-Konzept 1992; WWER-1280). Die Projekte der WWER-Reaktoren der neuen Generation berücksichtigen die bisherigen Erfahrungen und kommen zu einer Auslegung, die dem internationalen Sicherheitsstandard in nichts nachsteht. Zudem muß auf die bedeutenden Erweiterungen der Produktionskapazitäten verwiesen werden, die vor allem im Ishorsker Werk (Maschinenbaufabrik) in Podolsk und im Atommasch-Werk in Wolgodonsk vorgenommen wurden. Weitere Prüfstände und Erprobungsinstitutionen für Werkstoffkundefprobleme wurden in der Nähe von Gatschina (ZNIKM "Prometej") gebaut, so daß verbesserte Voraussetzungen für die notwendigen Sicherheitsnachweise erreicht sind.

Beim MKER, einem Vielkanal-Siedewasser-Reaktor mit Druck-Röhren und graphitmoderiert, wird die RBMK-Technik abgewandelt und weiterentwickelt. Es sind Nachrüstungen zur Verbesserung der Sicherheit laufender RBMK ausgeführt worden. Die konzeptionellen Vorteile der Kanalreaktoren (u. a. Wegfall des Reaktordruckgefäßes und aller damit zusammenhängender Probleme der Sicherheit) haben dazu geführt, daß auch Japan über die Möglichkeit einer Ergänzung seiner Kernenergiestruktur auf der Basis von Druckwasserreaktoren heute, durch Vielkanal-Siedewasser-Reaktoren morgen, nachdenkt.

Beim BN, einem Brutreaktor, liegen viele Erfahrungen über den Betrieb Schneller Brüter vor, die sehr positiv zu bewerten sind. Die Nachteile (positiver Natrium-Void-Reaktivitätskoeffizienten) sind durch die Konzeption des BN-800 ebenso aufgehoben, wie die Natrium-Leckproblematik durch verbesserte Überwachungs- und Bekämpfungsmaßnahmen entschärft worden ist. Zudem besteht die Konzeption im Rahmen der erreichbaren hohen Sicherheit und akzeptablen Wirtschaftlichkeit, die Verwertung von Waffenplutonium vorzusehen. Der Einsatz von Blei-Wismut-Legierung statt des Natriums bedeutet einen erheblichen sicherheitstechnischen Verbesserungsschritt. Die Technik zur Verwendung von Plutonium als Kernbrennstoffanteil ist für Brutreaktoren in Form von MOX-Brennstoff bereits fertig entwickelt, wobei diese Brennelemente im Forschungsreaktor BOR-60 des NIAR (Wissenschaftliches Forschungsinstitut für Atomreaktoren in Melekes) erprobt wurden. Im Schnellen Versuchsreaktor BR-10 des FEI Obninsk (Physikalisch-Energetisches Institut

Obninsk) wurden 2 Spaltzonen mit einer Rüstungs-Plutoniumoxid-Beladung beschickt. Die industrielle Erprobung im BN-350 mit mehr als 2000 MOX-Brennelementen verlief zufriedenstellend.

Der AST-Wärmeversorgungsreaktor ist für den Bau in den Städten Krasnojarsk und Tomsk vorgesehen. An beiden Orten sind 2 x 5 Waffen-Pu-Produktionsreaktoren außer Dienst gestellt worden. Sie versorgten gleichzeitig die Städte mit Heizwärme und sollen durch zwei AST-500 ersetzt werden.

6. Entsorgung

Die Entsorgung der ausgedienten Brennelemente (BE) ist in den MOES und den GUS, insbesondere der RF, ungelöst. An allen KKW-Standorten befinden sich Zwischenlager für die ausgedienten BE. Es existieren eine Aufarbeitungsanlage bei Tscheljabinsk und eine im Bau befindliche Anlage bei Krasnojarsk. Letztere verfügt lediglich über ein nasses Zwischenlager für BE aus WWER-1000 mit einer Kapazität von 6000 t.

Endlager existieren nicht. Ab dem Jahr 2005 soll der Bau veranlaßt werden. Es fehlt eine verbindliche Rahmenplanung, wobei im Herbst 1995 erstmals ein Atomgesetz in Kraft getreten ist.

7. Fazit

Zusammenfassend muß gemäß dem heutigen Kenntnisstand herausgestellt werden, daß

- Kern-Brennstoffe im Übermaß vorliegen (Uran-Reserve; Plutonium-Abrüstung),
- die im Bau befindlichen KKW nicht zu Investitionsruinen werden sollen und deshalb fertiggestellt werden,
- Bedarf an Versorgungskapazität besteht (Ersatzbeschaffung; Brennstoff-Logistik; Inselnetze),
- große Fertigungskapazitäten bei den Herstellern existieren und die gleichfalls großen Kapazitäten in den technisch-wissenschaftlichen Entwicklungszentren zum Teil erheblich durch Zugänge aus dem militärischen Bereich erweitert werden.

und somit zwecks Bedarfsdeckung und Weiterbeschäftigung der Zubau von KKW auf westlichem Sicherheitsniveau erfolgen wird. Die Nachrüstung, der Weiterbau und der Neubau werden sich orientieren müssen an:

- den internationalen Maßstäben der Sicherheitsauslegungen, insbesondere Leittechnik,

- der erheblichen Verbesserung der Sicherheitskultur (Mensch-Maschine-Wechselwirkung) und des sozialen Umfeldes,
- den Maßstäben des neuen Atom-Energie-Gesetzes,
- der Leistungsfähigkeit und dem Durchsetzungsvermögen der Föderalen Überwachungsbehörde: Gosatomnadsor,
- der Tatsache, daß die Betreiber und ihre Organisationen, die reale KKW-Sicherheit bis auf weiteres heute gewährleisten,
- dem Anfall der Abfälle aus den KKW und dem Militär-Komplex, die geordnet zu entsorgen sind.

Development and Deployment of Solar and Wind Energy Technologies in India: A Policy Perspective

Ajay Mathur

Tata Energy Research Institute
Habitat Place, Lodi Road
New Delhi 110 003, India

ABSTRACT

Solar, wind, and other renewable energy technologies (RETs) have received government attention and support in India for over fifteen years. Till 1993, the government supported the development of various RETs through demonstration programs and through national programmes for the subsidised supply of various devices, channeled through specialized government agencies. In addition, a number of technology support centres were created at various universities for technology development and certification. This framework is created of a manufacturing base for the RET devices identified in the government programmes, and of infrastructure for their design, development, and testing.

During this period, over 40 MW of windfarm capacity was installed, and partial indigenization of wind-energy technology was achieved. In the SPV area, one enterprise commenced the manufacture of silicon wafers, and three organizations started manufacturing modules (of whom, two also manufactured cells). A number of major industrial enterprises entered the solar hot-water system manufacturing business, and several solar cooker fabrication enterprises were set up. However, despite the subsidies, the commercialisation of solar and wind energy devices was limited. Evaluations indicated that the subsidy-driven top-down approach was unable to cater to the service and financial requirements of the consumers.

The RET promotion strategy was redirected in July, 1993, to address market development so as to provide a consumer-pull, in addition to the technology-push that had been created over the past decade. Consequently, financial support has shifted from direct subsidies alone, to indirect fiscal incentives (e.g., reduced tariffs and taxes, enhanced depreciation allowances, and low-interest loans to manufacturers and end-users) as well. State utilities have been encouraged to provide economically viable power-purchase rates for RET-generated electricity. This has led to a rapid expansion of the RET market in India, driven largely by private-sector manufacturers and financing companies (who channel the low-interest loans to the end-users).

Since 1993, over 700 MW of private-sector windfarm capacity has been added, and a number of wind-energy turbine manufacturing enterprises has been setup. An earlier-unpromoted SPV device (solar lantern) now dominates the market, and the SPV water pump market is also growing rapidly. Two grid-connected solar-based powerplants (a 50-MW SPV plant and a 35-MW solar-thermal plant) are planned, and large-scale solar hot water systems (~1 MW-th) are being installed.

However, a large part of the RET market, though commercially flourishing now, continues to be economically non-viable. This represents a challenge inasmuch as the government support will continue to be limited due to financial constraints. Consequently, approaches for attaining rapid viability are essential for all RET applications; demand will otherwise reach a plateau relatively soon. This would require continuing flexibility on the parts of both the government and the RET industry, and past experience suggests strong reasons for optimism.

1 INTRODUCTION

RETs (renewable energy based technologies) such as biogas plants and improved cookstoves have been available in India since the late 1940s, though the renewable energy programme started, in earnest, only after the creation of CASE (Commission on Alternative Sources of Energy) in 1980, and then the DNES (Department of Non-conventional Energy Sources) in September, 1982. Programmatic emphasis of DNES during 1980s was on the development, dissemination, and demonstration of various RETs. The programme was led by Government subsidies. However, investment in RET promotion was low in comparison to those for

conventional energy sources. The cumulative government expenditure for the renewable energy sector between 1980 and 1992 totalled to only Rs 11.55 billion, as against Rs 812 billion for the power sector, Rs 335 billion for the petroleum sector, and Rs 158.5 billion for the coal sector.¹ In the Eighth Plan (1992-97), allocations for renewable energy are only about 0.8% of the total funds allocated for the energy sector.²

During the early nineties, it was realized that faster diffusion of renewable energy sources required greater reliance on commercialization through fiscal rather than financial incentives involving the private sector - the role of the DNES had to change from an implementing organization to one facilitating the rapid commercial application of renewables. Partly as a result of this, the DNES was converted into a full-fledged Ministry (Ministry of Non-conventional Energy Sources, or MNES) in July, 1992. After the formation of the Ministry, thrust of the programmes has been on market development in order to facilitate and catalyze commercialization resulting in a several-fold increase in the diffusion of renewable energy technologies. India is probably the only country in the world with an independent Ministry for the promotion of RETs in the energy economy of the country.

This paper discusses the Indian experience with RET development in general, and that of solar and wind energy technologies, in particular. The next section provides an overview of the policy and institutional frameworks for RET development in India, followed by a section on the current financing structure so as to bring out the current emphasis on the development of RET markets. The experience with wind, solar PV and solar thermal technologies is then discussed in the next three sections. These discussions highlight the issues of technology development, financing, and market development in solar-energy commercialization. The last section consolidates the conclusions drawn in the discussions in terms of the lessons that have been learnt, and the continuing challenges to the mainstreaming and institutionalization of wind and solar energy development and deployment.

2 POLICY AND INSTITUTIONAL FRAMEWORKS

Till July 14, 1993, the MNES (and earlier, the DNES) was organized broadly based on technology. Individual technologies were promoted through design and development support, and through the establishment of large-scale demonstration programmes, e.g., the national programmes for biogas development, cookstoves dissemination, and wind energy. Through these programmes, a RET manufacturing base was created. The RET devices were procured by the government, either for demonstration projects (as for wind energy and for SPV community-lighting and powerplant programmes), or for onward (subsidised) sales to consumers. A number of technology-support centres were created in universities to promote technological upgradation by manufacturers, and to certify the quality of devices procured by the government. The devices and the subsidies were channelled to consumers through state-level 'nodal agencies', which were also responsible for after-sales service and consumer support.

This policy regime was successful in the creation of a fairly large and diversified manufacturing base, and in the creation of infrastructure (technology-support groups and facilities, as well as the nodal agencies) to support RET design, development, testing, and deployment. However, commercial demand for RET devices remained limited, in spite of the subsidies. This was largely because of a combination of low reliability of the devices, the lack of remunerative tariffs for RET-generated electricity, and a lack of consumer-desired features (in terms of the services and the financial commitments) in the design and sales-package.³

In order to give the required focus on commercialization, market orientation, and in order to have greater involvement of the private sector, the MNES was restructured in 1993 on the basis of end-use applications of technologies through horizontal integration of various technologies. The restructured MNES now has sectoral groups of (a) rural energy, (b) urban/industrial energy, and (c) power generation. Through the restructuring, emphasis shifted towards policies, planning and institutional linkages to promote RETs within each sector. Each such sector now consists of integrated programmes to serve different energy needs; for instance, cooking energy is now dealt with comprehensively under the rural energy group rather than individual technologies being implemented separately.

The change in the structure has resulted in significant changes in the focus of the programmes. For instance, till 1992, the biogas programme had traditionally been the single largest programme within the renewable sector, accounting for over half of the funds allocated. All other individual programmes had received less than 10% of the funds. In terms of numbers, however, the dissemination of improved cookstoves has been the largest programme (Table 1). Currently, the rural energy division has the largest financial allocation with the inclusion of both biogas and cookstove programmes.

The restructuring has also led to a shift from direct financial incentives (e.g., subsidies) to indirect fiscal incentives (e.g., low-interest loans, financing packages for consumers, reduced tariffs and taxes, viable power-purchase prices, etc.). This has stimulated private-sector investment in wind and SPV powerplants, as well as encouraged RET manufacturers and financing intermediaries to address the needs of consumers in their product design. The resulting growth of the RET market has been impressive. Table 1 shows RET penetrations till 1993 (before the restructuring), and till end-1995. Significant increases have occurred in the use of RETs in wind-energy generation, SPV domestic lighting (particularly solar lanterns, which were earlier not even a part of the national programmes) and water pumping, and family-sized biogas plants as a result of the market-based commercialization of RET deployment.

3 INNOVATIVE FINANCING

It has often been pointed out that an important reason for the slow rate of diffusion of renewable energy technologies is the high front-end cost. The creation of innovative schemes to finance investment and the emergence of IREDA (Indian Renewable Energy Development Agency) as an institution with substantial financial base for lending in this sector have therefore had a substantial impact on the commercialization of RETs.

Financing mechanisms with subsidised interest rates and long repayment period (Table 2) have been in place since the inception of IREDA but it is only recently that the finances at its disposal have become significant. This has been largely due to the multilateral donor agencies preferring the use of aid to create revolving funds and greater amount of financial resources

now available with the multi-lateral and bi-lateral agencies due to issues such as climate change becoming urgent. In the case of India, it is also said that tying World Bank aid and loan for the power sector to the much needed reforms within the sector released funds which would have otherwise gone to the conventional power development. Through the World Bank (for small hydro and windfarm development) and the Global Environment Facility (for PV market development), IREDA would receive external aid to the tune of US\$ 173 million (about Rs 5200 million) for the Eight Plan (1992-97) period. In comparison, the Government of India allocated just Rs 100 million during the 8th Plan to IREDA.

Table 1. Progress of renewables energy programme in India.^{4,5}

	Cumulative installation upto	
	March 1993	Dec 1995 (provisional)
Family-size Biogas Plants (million)	1.76	2.16
Improved Cookstoves (million)	14.5	19.6
Solar Cookers (million)	0.29	0.34
Solar Hot Water Systems (million sq.m)	0.25	0.29
PV Water Pumps	756	4,240
PV Power Units (kW _p)	410	805
PV Community Lights & Street Lights	29,972	31,730
PV Domestic Lights	14,594	22,293
PV Lanterns	—	53,371
Wind Pumps	3,009	3,350
Windfarms (MW)	53	565
Mini-Micro Hydel (MW)	93	138

Equally important is the shift of the emphasis of the MNES from direct financial subsidy and demonstration projects to relying more on fiscal subsidies which usually encourage serious renewable energy developers and users. The provision of soft loans has leveraged private-sector investment, and increased the funds available with IREDA. Though financial subsidies continue to be provided (see Table 3) there are indications that these will be phased out fairly rapidly with the fiscal incentives being strengthened. The current fiscal incentives for the renewable energy sector are summarised in Table 4.

Table 2. Loan assistance norms of IREDA.

Technology/Item of equipment	Interest rate (inclusive of interest tax) (%)	Lending norms		Repayment period (years)	
		Term loan	Ceiling on term loan (Rs million)	Moratorium period	Total repayment period
Wind energy	12.9	up to 75%		1	6
Mini/ Micro hydel	12.9			3	10
Solar thermal					
- manufacturers	15.5	Full loan		2	8
- users	10.3	Full loan		2	8
Solar photovoltaics					
- manufacturers	15.5	On project to project basis	Rs 15	2	8
- users/others	10.3	On project to project basis	Rs 15	2	8
Cogeneration for power generation	15.5	40% of the project cost	Rs 3	3	10
Manufacturing of high-efficiency wood burning stoves	15.5	Full loan		2	7
Purchase of biomass gasifier for power generation	12.9	Full loan		2	5-6
Manufacturing of briquetting equipment, biomass gasifier, renewable energy devices	15.5	Full loan		2	8
General conditions:					
a. Minimum loan amount is Rs 250,000.					
b. A rebate of 0.5% on the interest is given for timely repayment.					
c. Security for all loans is in the form of a bank guarantee or English Mortgage with personal guarantee of whole-time directors. In case of proprietorconcerns, personal guarantee is to be given by the proprietor and partners, respectively.					
c. The minimum contribution by the promoter is 25% of the project cost. In the case of schedule caste/tribe, the minimum promoters' contribution is 20% of the project cost.					
d. Moratorium period of the project begins from the date of the execution of the loan agreement.					

Table 3. Monetary incentives for renewable energy technologies.

Technology	Central Financial Assistance	Share of end-user
Solar photovoltaic systems (lanterns & pumps)	55% (cost of module)	45% (cost of balance-of-system)
Wind power projects (Stand-alone systems)	75% of the equipment, erection and commissioning cost	25% of the equipment and all local cost
Wind pumps	100% of equipment cost	all local cost
Small hydro		
- grid connected	25%	75%
- stand alone	50%	50%
Biomass gasifier, biomass based power generation	50-80%	20-50%
Solar thermal systems (low temperature applications): average central subsidy is 16%		
- Solar water heaters	Rs 1000/ m ² of collector area	
- Solar cookers	Rs 150 per cooker	

Table 4. Fiscal incentives for renewable energy technologies.

Item	Extent of tax relief provided	Major exceptions
Depreciation under income tax	Most renewable energy technologies have 100% depreciation from income tax; For other items, depreciation is permitted from income tax up to varying extent.	Small, mini- and micro-hydro schemes
Excise duty	Generally waived for renewable energy systems and devices including raw materials, components, and assemblies.	Different types of glass required in solar collectors, hydraulic turbines, water wheels and regulators
Central Sales Tax	Generally exempted	Assam, Nagaland, and West Bengal (except on biogas)
General Sales Tax	Exempted in most states	
Customs duty	Raw materials, machinery, components, and parts for certain renewable energy devices fully exempted. Other items or technologies enjoy some concessions.	Solar thermal collectors and stirling engines are exempt from duty; most others attract duty of 25-40%.

4 WIND ENERGY PROGRAMME

By the end of March 1996, nearly 750 MW of grid connected windfarms were operational; installed capacity additions during the past three years being about 200 to 250 MW annually. The completed projects include about 40 MW of demonstration windfarm projects by the government which were installed during the late eighties and the early nineties. The current optimism with regard to wind power generation is largely due to the demonstration effect of these windfarms. These initial concerted efforts were supported by multilateral funding agencies, particularly, DANIDA. The Danish aid, channelled through DANIDA demonstrated the technical viability of wind power generation with average availability of wind turbines of about 98% and the capacity utilization factor as high as 30% at some locations. Based on the experience with existing windfarms, increased commitment of the current government and availability of funds from multilateral agencies, the original plan to add 100 MW of wind energy capacity in the 8th Plan (1992-97) period was increased to 500 MW; the expected achievement is now in excess of 800 MW.

Of the 800 MW capacity that will be achieved by the end of 1996, the bulk has been funded through private-sector investments. The funds from the World Bank and the Global Environmental Facility, with co-financing from DANIDA, have been used (through IREDA) to provide credit for about 200 MW. The increasing interest of the private sector in wind power generation is, perhaps, the most significant development for the renewable energy sector in India. The reasons for this interest of the private sector is discussed in more detail subsequently.

Wind power manufacturing industry

The wind power generation programme was initiated in 1985/86 and, initially a large number of international and Indian suppliers (collaborating with international manufacturers) were encouraged to participate. Some major industrial groups with in-house R&D capability made collaborative arrangements with reputed international suppliers for the supply of wind turbines. Of these, only three companies, i.e., RRB Consultants (with Vestas), NEPC (with Micon) and BHEL are still active in the windpower industry in India. JK Synthetics, which installed the first grid connected wind turbine in India with the Gujarat Energy Development Agency at Veraval and which was active in windpower development for six years has stopped

activities in the area. Others are virtually inactive. There is a feeling among some in the windpower industry that in the initial years the major industrial groups, with in-house capabilities and resources, were not encouraged to participate in indigenous development. As a result, this technology did not utilize the best technical expertise and infrastructure in the country. A reversal of this, by finding ways of again involving the industrial groups which had initially shown interest (such as Hindustan Brown Boveri and JK Synthetics), in participating in the indigenisation would strengthen the wind power development in India. Part of the reason for inadequate manufacturing infrastructure within India may be the total control of the MNES on the windpower programme relying largely on DANIDA funding with tied funding encouraging the growth of companies having tie-up with Danish companies.

Among the three active companies, BHEL has a strong engineering group and the requisite infrastructure for technology development. Under a MNES sponsored project, BHEL has installed indigenously developed wind turbines. Several BHEL machines are currently installed in different parts of the country. Sixteen of the turbines are of the 55 kW type, two 200 kW machines are at Kayathar and Lamba and a 1.5 MW turbine has been manufactured for testing at Vijaydurg. RRB-Vestas and NEPC-Micon are small compared to BHEL but they have been able to effectively provide installation, commissioning and maintenance services. While NEPC-Micon has achieved significant indigenisation in manufacturing of wind turbines, RRB is also producing wind turbines with partially imported components. In recent years, there has been a surge for collaborations and joint ventures between Indian companies and virtually every major wind manufacturer in the world; a number of these companies are assembling turbines in India, and a few are also producing a majority of components in India.

Private sector participation in wind power generation

During the past three years, largely due to innovative guidelines for wind energy power generation introduced by the TNEB (Tamil Nadu Electricity Board) and GEB (Gujarat Electricity Board), fiscal incentives by the government (such as allowing 100% depreciation in the first year, thus allowing a profit-making company to immediately save 40% of its investment in wind energy as foregone taxes), and the chronic power shortages in most Indian states, interest is being shown by the industry to use wind generators for captive power generation.

Based on the encouraging results of the TNEB and GEB experiments, the MNES formulated guidelines on the implementation of windfarm development projects with private sector participation. The main elements of these guidelines, implemented in Andhra Pradesh, Karnataka, Kerala, and Tamil Nadu in southern India and Gujarat in western India (these states have been chosen as the conditions stipulated for utilizing MNES and IREDA are already in place), are that the state must have policy in place which guarantees:

- a) wheeling of generated power at a rate of 2% for the whole of the state and
- b) permits banking of the generated electricity for at least 8 months in a year;
- c) floor level buy-back rate of Rs 2/kWh of wind generated electricity;
- d) wind generation facilities should be treated as industries and all financial and fiscal incentives available to other new industries should be available to wind generation facilities;
- e) long term lease of government land for setting up windfarms should be permitted; and
- f) the state government should ensure availability of stable grid at sites where the wind power facilities are to be established.

The guidelines for the state governments also require the creation of a Consultancy Cell to provide technical assistance to private entrepreneurs for planning and implementing wind power projects. The concept of a Consultancy Cell was pioneered by the TNEB. The commendable work by the TNEB is believed to have inspired this guideline. In addition to the guidelines for the state government, the MNES also requires the entrepreneurs, seeking to develop wind power projects, to satisfy some conditions, namely,

- entrepreneurs must have financial resources for meeting at least 25% of the project cost;
- if the IREDA loan is sought, the necessary guarantees and/or collateral required by IREDA must be provided; and
- arrangements must exist with suppliers of wind turbines for supply, long-term servicing and maintenance.

The measures taken and the guidelines formulated by MNES have resulted in a virtual skyrocketing of windfarm installation. The installed capacity has grown from about 40 MW in 1993 to over 750 MW at present.

However, financial evaluations have indicated that the viability of windfarms is closely linked to the accelerated depreciation allowance that has been allowed. This has encouraged profit-making enterprises to invest in windfarms as a tax-planning strategy, and thus reduce their tax liability. Recently (in August, 1996), a minimum tax (based on company assets) on all enterprises has been proposed in the Indian budget. This minimum tax would reduce the attractiveness of windfarm-investment as a tax-liability minimization strategy, and anecdotal evidence from turbine manufacturers indicates that there has been a sharp decline in orders since the budget was proposed.

5 PHOTOVOLTAIC PROGRAMME

The solar photovoltaic (PV) programme in India was initiated in 1975 by the Department of Science & Technology of the Government of India. Central Electronics Limited (CEL), a public sector electronics company near New Delhi, was made responsible for product development while research on solar cells and development of photovoltaic materials was entrusted to the R&D laboratories and academic institutions.

Believed to be the largest PV demonstration programme in the world, the installation of systems in India is impressive. Much of the rural PV installations have occurred, however, as a direct result of the demonstration programs led by MNES in association with the state nodal agencies, and to a lesser extent, the electricity boards and non-governmental organizations. Of the total PV installations in place by 1993, 30% were on a commercial, not subsidised basis for telecommunications, signaling, defense and similar applications. The remaining rural demonstrations were primarily in domestic lighting, street lighting, water supply and community services.

Financial allocation for the PV programme

The PV programme for the 8th Plan has allocated Rs 900 million of the total of the Rs 8570 million of the renewable programme of the Government. In addition, there are indications that the PV programme in India would receive US \$ 55 million (about Rs 1650 million) for market

development from the Global Environment Facility for a five year period corresponding to the 8th Plan (1992-97) period.⁶

PV manufacture infrastructure in India

The PV industry in India is relatively new compared to the international industry. The commercial production of solar cells and modules in India had started in 1983/84 in two public sector organizations, but the actual growth of the PV industry started only recently. Currently India has indigenously developed technology and production facilities from the stage of silicon material to the final PV system integration.

This industry consists of one silicon feed-stock and wafer manufacturer (Metkem), five solar cell manufacturers (Central Electronics Limited (CEL), Bharat Heavy Electrical Limited (BHEL), Suryavonics Pvt. Ltd., RES Pvt Ltd., Tata BP Solar Pvt Ltd.), seven module manufacturers (Rajasthan Electronics and Instruments Limited (REIL) and Udhaya Semiconductor Pvt. Ltd., in addition to the five cell manufacturers) and about fifteen small units mainly engaged in the manufacturing of balance-of-system (BOS) and system assembly. The principal PV cell, module and systems manufacturer is CEL and the estimated annual turnover of the PV industry is around Rs 500 million in 1992.

The total installed manufacturing capacity base for cells and modules in India is 8.5 MWp represented by two central public undertaking (CEL and BHEL), one state public undertaking (REIL) and five private sector companies. Of these eight units, BHEL has a plant at Gurgaon near Delhi which is a pilot plant and has not achieved commercial production. Two have started shipping products recently and one is fully export oriented unit. A private-sector Cd-Te PV cell manufacturing facility (Polyplex Pvt. Ltd.) has also commenced test production.

A number of companies are involved in the balance-of-system (BOS) and integrated systems manufacturing. In general, these companies have been manufacturing electronic and electrical sub-system components and total PV systems using modules procured from one of the six module manufacturers. There are four major private sector lead-acid battery manufacturers offering PV batteries in India: Chloride India Limited in Calcutta, AMOCO Batteries Limited in Bangalore, Standard Batteries Limited in Madras and UB-MEC Batteries in Bangalore. In addition, there are many small manufacturers offering off-the-shelf lead-acid storage batteries

for the photovoltaic industry. Of late all four manufacturers have added low-maintenance tubular plate lead-acid battery for photovoltaic application to their product line.

PV market development in India

The reliability of PV rural applications has been generally poor. Street light installations have faced problems due to component failures, vandalism and poor consumer acceptance. For example, a 1990 survey by the Administrative Staff College of India ⁷ on street lights installed in five states showed that of the 4,651 systems installed, 37% had failed due to technical problems and 10% due to theft or vandalism. Only 3 of 20 PV pumps were operating. In Andhra Pradesh, this survey covered 586 PV street lights and showed that only 14 were working. The principal reasons for the poor reliability and performance were:

- Lack of involvement of the beneficiaries in decisions relating to the installation of PV and its use.
- Non-availability of spares.
- Lack of training on system maintenance.
- Insufficient staff to monitor the performance.
- Low awareness levels about the PV systems.

The poor field performance of the PV system is not due to the failure of PV device, but often due to sub-standard system components and poor system design. An important factor for successful PV technology utilization in India is the reliability and credibility in the performance of existing commissioned PV systems. Contrary to the common belief, PV systems require regular maintenance and periodic checks by trained technicians for optimal system performance. Creation of a post-installation infrastructure has often been neglected resulting in poor field performance of the PV system.

These factors have been addressed by the private-sector manufacturers so as to enhance the acceptability of their products. Solar lanterns have emerged as a new product line with a large market. Manufacturers are also investing in the creation of appropriate service infrastructures and tying up with financing & leasing companies to provide a package of services to consumers. The financing companies engineer financial packages around the low-interest loans available from IREDA to SPV-device consumers.⁸ IREDA disbursements indicate that this

activity is quite successful. However, anecdotal evidence suggests that the driving force behind this market is the shortage of conventional electricity, and the end-users are affluent urban/semiurban residents. As yet, there is only one private sector organization (SELCO) that targets rural households for SPV devices. This company focusses its activities in the southwestern state of Karnataka, and has been supported by the initiatives of a large bank (Syndicate Bank) that also originated in the same region.⁹

The telecommunications sector has emerged as a major PV user in India. This sector (consisting of two major buyers, the Department of Telecommunications and the Indian Railways; the latter also utilizing PV systems for signalling applications) procures systems directly from manufacturers through competitive-bidding processes, and pays full cost for the PV-systems. During 1995, this sector procured over 5.5 MW of PV modules. This large procurement has enabled manufacturers to standardize products and develop a dispersed technical support system.

During the past year, the western state of Rajasthan has initiated a policy to purchase solar-based electricity at relatively attractive rates: Rs. 2.24 per kWh for the first two years; Rs. 3.81 per kWh during the third to the seventh years; and again Rs. 2.84 per kWh from the eighth to the twentyfifth year.¹⁰ This long-term agreement makes it possible to distribute the high front-end costs of solar electricity technologies over the life of the equipment.

A consortium of Enron and Amoco have proposed the establishment of a 50 MW SPV power plant in response to this initiative. This powerplant would utilize Amoco's thin-film PV cells, and would be installed over a three to five year period.¹¹

6 SOLAR THERMAL TECHNOLOGIES

From an end-use point of view, areas of solar thermal energy utilization are traditionally classified as: solar water heating, solar cooking, solar air heating (drying), solar cooling, solar passive architecture, solar ponds, desalination, solar (thermal) water pumping, and solar (thermal) power generation.

The past three decades of solar (thermal) energy research worldwide witnessed the emergence of a variety of solar energy systems in which

- the entire system has been developed, from concept to field testing, (such as the central receiver system),
- the system had become feasible because of advancement in some other fields (such as the development of a low temperature organic rankine engine by Ormet Systems leading to solar pond power plants) and
- most of the parts of the system are available readily and had been put together in an ingenious way (such as the Luz system).

In the context of commercialization of the technologies, it is most appropriate to consider 'total systems' satisfying a particular end use and then examine factors such as economic viability, reliability, life etc. which ultimately define the nature of R&D problems to be tackled. In the following sections, a few end uses are considered separately.

Solar water heating

In the Indian context, solar IPH (industrial process heat) applications dominated the scene, owing perhaps to the attractive incentives like subsidies, tax benefits and low-interest loans from IREDA, in addition to the low tariff of electricity in the domestic sector. Thus, while the installed collector area was about 250,000 m² for industrial solar water heating systems at the end of 1995, the corresponding figure for domestic systems was only about 40,000 m². The estimated market size is 10-20 million m² in the industrial sector and about 1-2 million m² in the domestic sector.

In spite of such large physical potential, the solar hot water business is not exactly booming. In fact, several Indian industry majors like Jyoti, HBB (currently ABB), and Best & Crompton have terminated the manufacturing of solar water heating systems. The economics of the systems are perhaps responsible. The calculation of NPV (net present value) of benefits (without subsidy and other fiscal benefits) indicates that at the present initial costs, the solar water heating system is not capable of standing on its own in the market, except when it is saving electricity round the year.¹² Recently, two large hot water systems have been commissioned; one in a hospital in Bombay, and the other (providing 1 MW-th of hot water;

possibly the largest solar hot water system in the world) at an egg-powder plant in Hyderabad.¹³

A major problem experienced by the users of solar systems is increasingly related to scale formation. The water supplied in most Indian locations is sufficiently hard to cause scale formation, which, due to the peculiar geometry of the flat plate collector, is difficult to remove. Hence, there is a need to enhance research aimed at rectifying the affected systems or at controlling/ eliminating scale formation.

A serious limitation of the currently available water-in-tube flat plate collectors is that they can not be used in hilly areas such as in the northern and north-eastern states, which frequently experience sub-zero temperatures. From an ecological point of view, use of solar water heaters in the hilly areas is highly desirable and hence development of heat-pipe based collectors and collectors with phase changing fluids could be given a top priority for R&D. There had been attempts in the past in this direction but none leading to commercial manufacture in India. Technology development efforts are required to develop software for design/performance predictions of solar systems. Indian solar scientists have not made serious attempts to develop suitable software for application to real systems in the country. Even the radiation data are not available in the form of TMY (typical meteorological year) for different locations in the country. To establish the commercial viability of a system, it is now essential to estimate the monetary savings with a reasonable accuracy, and this is possible only with the help of proper software. A system which performs much below the expectations of the user can never be commercialized.

Much research and development has been carried out on solar ponds in India. Prototype and pilot-scale ponds were created and maintained by CMSCRI, Bhavnagar, and the TERI Field Research Lab at Pondicherry. Subsequently, TERI built a 6,000 sq. m solar pond (with MNES support) at Bhuj in the western state of Gujrat. This pond has been working for four years, albeit with initial technical problems. It was handed over to the Gujrat Dairy Development Corporation in 1995, which uses the hot water to meet the washing needs of its dairy unit located next to the pond.¹⁴

Solar cooking

Nearly 40% of the entire energy consumption in India is for cooking. In view of factors such as deforestation, foreign exchange crunch for import of hydrocarbons and the large potential market, cooking with solar energy will always be an attractive option.

Studies have shown that cooking with solar energy is cheaper than cooking with electricity, but is costlier than most other available options such as LPG, kerosene, biogas, firewood etc.¹⁵ But perhaps comparing costs in this way can be misleading because convenience, rather than cost would be the deciding factor for an essential application such as cooking. Except the solar cooker, all other devices/fuels mentioned have one thing in common - they can meet all the demands of cooking, viz, boiling, frying, baking, simmering etc. The existing box type solar cooker can only perform the boiling operation and hence is *not a complete cooking system*. It can not be used at night and during cloudy days and the cooking is slow. The solar cooker is thus a fuel-saver and an appendage to whatever cooking system one is using, though this is not a serious constraint as several cooking appliances are quite common in Indian houses. The critical commercialization issue is to develop a more user friendly and convenient cooking device.

The currently available box type solar cooker is too bulky to be handled easily, there is no provision to clean the space between the two windows of the double glazing, the glass wool insulation gets spoiled if the cooker is exposed to rain accidentally, the quality of the utensils is poor, and the appliance comes with a fixed design, fixed cost and fixed size. It is a take-it-or-leave-it appliance with no user-friendly features, and with so many other cooking appliances available off the shelf, it is not surprising that many would choose to leave it rather than take it.

Efforts to enhance solar cooker penetration require innovative marketing techniques, such as marketing them through LPG dealers. The major perceived goal for this technology should be to develop a more user friendly device. While doing this, the design attempt should be towards a more flexible and reliable cooker. Different collector size, possibility of electrical back-up, greater choice of vessels, better design of the glazing, better quality of the booster mirror, etc. should be the aim of the design effort. Such a developmental effort is best done by the

entrepreneur or manufacturer, but at present these operate at a very small level and have no capacity for carrying out any in-house R&D.

The development of a solar cooker as a marketable product is likely to benefit greatly from doing away with the subsidy. This is felt to be important since the presence of subsidies has resulted in dissemination strategies which limit the presence of the cooker in the market. The lack of visibility of the cooker in the market is likely to be a major reason for the dismal penetration of the device in households.

There had been some efforts to develop a more complete solar cooker using parabolic dish type collectors. But these efforts had been sub-optimal and had not received any official encouragement. In contrast, China has developed several indigenous designs of concentrating type solar cookers, which seem to have been accepted well. Such cookers can be effective for community applications and research aimed at product development in this area should be encouraged.

Identifying the market

Since solar cooker is not a complete cooking system and supplements, whatever cooking system is being used by saving fuel, the relevant target market are households using commercial fuels for cooking. As discussed, convenience (which includes availability of the fuel) plays a decisive role in determining the cooking technology choice. LPG is, therefore, the most preferred fuel choice. The widespread shortage of this fuel, much more severe in smaller towns, would indicate that the most attractive market segment would be households using commercial fuels willing to pay a premium of about a thousand Rupees to decrease the inconvenience of the uncertainty of the availability of the preferred fuel. Much larger number of such households are likely to be found in towns and cities (as opposed to metropolitan centres).

Solar cooling

For most Indian locations, there would be almost a perfect match between cooling load demand and solar radiation available. Thus, solar cooling can, in principle, be a very apt application for Indian conditions. CSMCRI, Bhavnagar, had put in significant efforts to develop an ammonia based absorption cooling system, and two systems, one in Gujarat, and the other in U.P., have in fact been installed on a trial basis. It appears that the systems had

technical snags such as ammonia leakages etc. and could not be operated on a sustainable basis. Based on items available readily in the market, a configuration consisting of a LiBr absorption cooling system, backed by an ETC field had been envisaged, and a preliminary economic analysis has been carried out. The results of the analysis indicate that solar cooling is not a viable option at present, even with subsidy and other benefits.¹⁶ TERI, together with DLR, Germany, is currently working towards the establishment of an adsorption-based cooling system, coupled with solar flat-plate collectors. The main factor affecting the economic viability adversely is the cost of solar panels. A hybrid system combining waste heat and solar panels for supply of the required thermal energy, where feasible, would perhaps be more attractive. R&D strategy should focus on the development of cost effective, mass producible (concentrating) high temperature collectors indigenously. This technology development efforts is likely to require time, substantial manpower and funds.

Solar thermal water pumping

There had been a high level of developmental activity in solar thermal water pumps both in India and abroad from early seventies to mid eighties. This period saw the emergence and closing down of many companies purporting to commercialize small (upto 2 kW) irrigation pumps using the flat plate collector technology and low temperature organic Rankine cycle engines. In India, indigenous developmental work was carried out at several labs (at some with international collaboration, the prominent being the Indo-Swiss work at CSMCRI (Bhavnagar) and at Indo-German at BHEL (Hyderabad).¹⁷ A reasonably high degree of success was achieved in developing prototypes and the BHEL-Dornier effort resulting in a marketable product. But there was no market for these pumps as the initial cost of the system was too high and an economic appraisal indicated that the ratio of present worth of total costs between the solar water pump and the cheapest conventional pumpset lies between 3.0 to 6.5 for a daily overall efficiency of 0.5% achieved in the Indo-Swiss prototype.¹⁸ Global experience in the development of small solar water pumps till date seems to eliminate this technology as a viable alternative.

Solar drying

Solar systems for drying (or curing) of several cash-crops such as cardamom, tea and tobacco had been tried out in the past in the country. The efforts did not, however, result in demonstrable prototypes employing, for example, air heating systems, rock bed storage, etc.

Preliminary estimates carried by TERI for tea drying in North-east showed that for the climatic conditions prevailing in the estates, a 100% solar system would be technically and economically non-viable. Solar air heating systems for timber kilns and for drying of grapes, however, seem to have achieved a certain degree of success. Also, solar pond based drying systems appear to be promising. It is quite likely that the economics are system-specific and site-specific. Incentives for R&D activity aimed at developing commercially viable packages, especially hybrid system, for drying of selected items are required.

Solar desalination

The single stage, basin-type solar still was first developed in Australia, and still finds applications in some places. In one of the islands of the Lakshadweep chain (off the Eastern coast of India), a battery of solar stills is the only source of potable water. The simple design allows for easy fabrication and maintenance of the system. The initial cost of the system, however, is high, and the output is low, resulting effectively in a high cost per litre of potable water. A sample calculation for the system in Lakshadweep showed that the cost is about 0.4 Rs/lit., which is very high.¹⁹ In contrast, systems operating on membrane based technologies (reverse osmosis) yield water at about 0.07 Rs/litre. The only solution for increasing the viability of a solar system is to increase the number of stages. It has been calculated that the cost of potable water distilled through multistage flash distillation using the heat of the solar pond (in an area such as Bhuj, the location of the TERI solar pond, which has generally brackish water) would be about 0.05-0.07 Rs/lit, which is competitive with membrane based system.²⁰ Most of this cost is due to the initial capital and hence the biggest advantage of such a system would be low running cost.

Solar (thermal) power generation

Several attempts, small and big, have been made globally to develop solar thermal power generating systems. Among these, four systems, viz i) solar central receiver systems, ii) solar pond power plants, iii) solar dish-stirling systems and iv) distributed linear parabolic collector system with natural gas back up (Luz system), deserve particular attention as these came closest to commercialization.

A private-sector company has proposed a 35 MW gross Luz type solar thermal power generation in response to the Rajasthan solar-electricity initiative. This plant is in conjunction

with a 140 MW naphtha-fired combined-cycle unit. The project, expected to cost about \$100 million, would receive a \$30 million grant from the GEF.²¹

7 CONCLUSIONS, LESSONS AND CHALLENGES

The last decade-and-a half of directed promotion of wind and solar-energy technologies (and of other RETs) in the Indian energy-economy has provided a great deal of empirical knowledge about strategies for successful commercialization.

The first, and most important, lesson is that of the necessity of government involvement. The crucial roles of the government are to ensure a conducive policy environment, and to provide backup financial support in order for RETs (that have yet to mature technologically and maybe financially non-viable) to move towards sustainable financial viability. Equally important is the lesson about the limits to government involvement: governments cannot develop markets; they cannot respond to consumer requirements; and they cannot indefinitely sustain the continuing introduction and maintenance of a large number of RET units.

The experience till 1993 brought out the limitations; the slow deployment was largely due to the limited budget allocations for RETs and to consumer dissatisfaction with RET devices - they were either not reliable enough, or they did not provide the desired services, or the price, despite the subsidies, was too high. However, government involvement through the subsidies and demonstration programmes, did create a manufacturing base and a technical support infrastructure. The experience since 1993 has reaffirmed the crucial roles for which government involvement is essential. Fiscal policies have encouraged a large number of enterprises to invest in RETs, either as manufacturers or end-users, and indirect subsidies have promoted the adoption of RET devices by end-users at acceptable terms, while simultaneously demanding a quality product that meets their requirements.

This emphasises the third lesson: that both technology-push and consumer-pull are essential for the creation of a sustainable market. The shortcomings of the technology-push approach alone were evident in the pre-1993 period; the limitations of the consumer-pull approach alone is best brought out by the introduction of imported devices (such as solar home-systems) in

response to consumer needs. Initially, the lack of a technology-support infrastructure led to many failures and apprehensions about the technological viability of the systems. Similar experiences have occurred when new technologies have been promoted as solutions to the energy problems before they reached the level of maturity warranting such an effort. Aggressive promotion led to unreasonably high expectations from the RETs and the promotional effort, either explicitly or implicitly, gave the impression that these technologies were the panacea to all the energy problems of the country. Ironically, today those very efforts have resulted in the greatest barriers to the introduction of these technologies: there is a widespread feeling among those associated with the energy planning process that RETs and their possible role are grossly overrated.

The fourth lesson illustrates the effectiveness of a portfolio of economic incentives: direct subsidies, indirect subsidies, and fiscal incentives. Each incentive attracts and encourages a different actor, and the appropriateness of their mix depends on the RET's level of technological development and financial viability. Consequently, it is important to continuously monitor and fine-tune the incentive structure so as to keep pace with market developments: direct subsidies become disincentives to quality improvement if a large market exists; fiscal incentives can become tax-havens, thereby reducing the incentive for efficient RET utilization; and indirect subsidies can result in high transaction costs if the market becomes overstretched. However, in the final analysis, the high-leverage capability of a well-designed incentive system can provide the strategy for sustainable commercialisation.

These lessons also bring out a major challenge: the need for a timebound strategy for the economically-viable commercialization of the solar-energy technologies. Currently, though both the wind and solar (SPV, as well as solar-thermal) markets are bouyant, their success ultimately depends of the availability of subsidies and fiscal incentives. With constraints on public resources, such a market would soon reach a plateau. Consequently, cost-minimization strategies have to be adopted, and the incentive structure modified to promote cost reductions - this is essential if the market has to continue to grow.

There are strong indications that this would occur, and that renewable energy sources will play an increasingly large role in the energy sector in India. The demonstration of reliability under field conditions by some technologies, changes in the institutions involved with the renewable

energy sector, a shift in emphasis from direct subsidies to fiscal incentives and funds for concessional financing of investments are among the important reason for the confidence. This flexibility and maturity, both in government policy and in industry dynamics, suggest strong reasons for optimism about the growth of RETs in India.

8 References

- 1 Government of India, Economic Survey 1995-96, Publications Division, 1996.
- 2 Ibid.
- 3 See, for example, C.S.Sinha, Renewable Energy Programmes in India: a Brief Review of Experiences and Prospects, Natural Resources Forum, 16(4), 305-314, 1992.
- 4 MNES, Annual Report 1992-92, Ministry of Non-Conventional Energy Sources, Government of India, 1993.
- 5 S.P. Sinha, Personal Communication, TERI, 1996.
- 6 MNES, Overview of Programmes, , Ministry of Non-Conventional Energy Sources, Government of India, 1995.
- 7 ACSI, Evaluation of SPV Lighting Systems in Five States, Administrative Staff College of India, Hyderabad, 1990.
- 8 K. Baria, TFL, Presentation at the World Bank/GEF Workshop on „SPV Market Transformation Initiative“, TERI, New Delhi, January 1996.
- 9 H. Hande, SELCO, Presentation at the World Bank/GEF Workshop on „SPV Market Transformation Initiative“, TERI, New Delhi, January 1996.
- 10 A. K. Gupta, MNES, Presentation at the World Bank/GEF Workshop on „SPV Market Transformation Initiative“, TERI, New Delhi, January 1996.
- 11 M.P. Jain, „Light in the Desert“, Business India, 28 July 1996 .
- 12 V.V.N. Kishore, Economics of Solar Water Heating, Mimeo, TERI, New Delhi.
- 13 M. Ramakrishna Rao, „Large 1 MW solar hot water system in India“, Dr. Rao Associaes: News Report, 8 May 1996.
- 14 V.V.N. Kishore, TERI, Personal Communicatioin, 1996.
- 15 C.S. Sinha and T.C. Kandpal, Optimal Mix of Technologies in Rural India: the Cooking Sector, International Journal of Energy Research, 15(12), 85-100, 1991.

- 16 R. Bannerji and V.V.N. Kishore, Techno-Economics of Solar Cooling Using Lithium Bromide Vapour Absorption Refrigeration, Paper presented at the National Solar Energy Convention, Solar Energy Society of India, Pune, 1991.
- 17 V.V.N. Kishore et al., Development of solar (thermal) water pump prototype - an Indo-Swiss experience, Solar Energy, 36, 257-265, 1986.
- 18 CSIR, Choice of Technology for Lifting Irrigation Water - A Comparative Study of Energy Alternatives, Council of Scientific and Industrial Research, Government of India, 1983.
- 19 V.V.N. Kishore and K.P. Sukumaran, Potential for Utilization of Renewable Energy Sources in Lakshadweep Islands, Report submitted to the Department of Non-Conventional Energy Sources, TERI, New Delhi, 1987.
- 20 K.S. Rao, V.V.N. Kishore and D. Vaja, Solar Pond, Gujarat Energy Development Agency, Vadodara, 1991.
- 21 PTI, „Rs.160 crore US aid for MatHaina Solar Project“, Financial Express, 13 April 1996.

Entwicklung der Kernenergie im asiatischen Raum, speziell in China

Weibo ZHANG

Forschungszentrum Jülich GmbH
Institut für Sicherheitsforschung und Reaktortechnik
D-52425 Jülich

Arbeitsgemeinschaft Versuchsreaktor AVR GmbH
D-52428 Jülich

Der Ausbau der Kernenergie ist in den meisten westlichen Ländern ins Stocken geraten. Dagegen werden in Ostasien Jahr um Jahr Kernkraftwerke gebaut. Dort sind die Ausbauprogramme mit dem Ziel einer erheblichen Vergrößerung der Kernkraftwerkskapazität in Gang gesetzt worden. Den Ländern und Regionen in diesem Gebiete fällt damit eine bedeutende Rolle für die Aufrechterhaltung und Weiterentwicklung der Kernenergie während der neunziger Jahre zu. Hier wird die Entwicklung der Kernenergie im asiatischen Raum, speziell in China präsentiert.

1. Überblick über die Kernenergie in Asien

Um die Industrien aufbauen zu können, setzen die Länder bzw. die Regionen in Ostasien konsequent auf Kernenergie. In Japan, Südkorea und der chinesischen Provinz Taiwan zwingt der Mangel an anderen Energieträgern zur Stromerzeugung aus Kernenergie. Obwohl China reich an Kohlevorkommen ist, ist Kernenergie interessant, da die Kohle über mehrere Tausende Kilometer nach Ost- und Südchina transportiert werden muß. Wegen dieser logistischen Probleme wird die Kernkraft intensiv entwickelt. Der heutige Zustand und die zukünftige Perspektive der Kernenergie im asiatischen Raum sind in Tab. 1 zusammengefaßt [1].

	In Betrieb		im Bau (1995-2000)		geplant (2001-2005)	
	Leistung GWe	Einheiten	Leistung GWe	Einheiten	Leistung GWe	Einheiten
Japan	40,5	49	5	5		3
Korea	8,5	10	6	5,2	7,6	7
China	2,2	3	3	4		8
China-Taiwan	5,2	6			2,6	2
Indien	2	9	1,1	5	2,8	8
Pakistan	0,3	1	0,3	1	möglich	
Indonesien			möglich		wahrscheinlich	
Philippinen, Vietnam, Malaysia, Thailand					erst nach 2005 möglich	

Tab.1: Entwicklung der Kernenergie in Asien

China hat den Aufbau seiner Kernkraftwerkskapazität am Anfang auf der Basis einer eigenen Reaktorentwicklung geplant. Mit der Öffnung des Landes kommen zusätzliche Lieferungen von Kernkraftwerken aus den Industrieländern als Ergänzung, um die Stromversorgung der Industrieregionen sicherzustellen, in Betracht.

China hat schon zwei Kernkraftwerke Qinshan-1 und Daya-Bay-1 jeweils in Qinshan in der Provinz Zhejiang und in der Daya-Bay der Provinz Guangdong gebaut. Sie sind bereits in Betrieb. Die anderen drei Kernkraftwerke sind gerade im Bau bzw. in der Planung. Weitere Kernkraftwerke werden geplant.

Durch die erfolgreiche Inbetriebnahme der beiden ersten Kernkraftwerke wurde ein Fundament zur weiteren Entwicklung gelegt. Mit deren Betrieb können Erfahrungen gesammelt und Betriebspersonal ausgebildet werden.

2. Ressourcen, Versorgung und Entwicklung der Energietechnik in China

China ist ein Entwicklungsland mit einer Bevölkerung von 1,2 Mrd. Menschen. Seine Landfläche beträgt 9,6 Mio. km². China erstreckt sich, wie Abb. 1 zeigt, von Nord nach Süd ca. 5000 km und von Ost nach West ca. 5500 km. Die Küstenlänge beträgt ca. 18000 km.

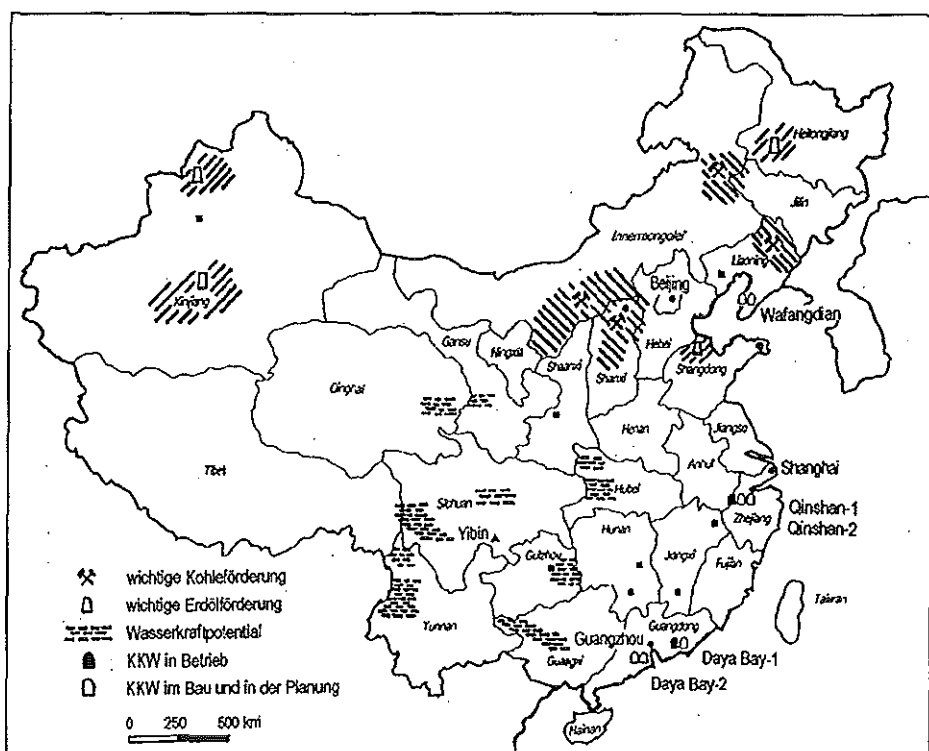


Abb. 1: Verteilung der wichtigen Energieressourcen und Kernkraftwerke in China

Vor der Gründung der Volksrepublik China am 1. Oktober 1949 war die Energieversorgung sehr unterentwickelt. Die jährliche Kohleproduktion betrug nur 32 Mio. t. Das Erdöl wurde fast ganz importiert. Es gab nur eine installierte Kraftwerkskapazität von 1,85 GW [2]. Durch die jahrzehntelange Entwicklung, besonders seit der Reform und Öffnung des Landes vom Jahre 1978 ab, erreichte die gesamte installierte Kraftwerkskapazität bis Ende 1994 eine Höhe von 199 GW [9]. Davon sind 148 GW Kohlekraftwerke, 48,5 GW Wasserkraftwerke und 2,1 GW Kernkraftwerke. Die Entwicklung der Stromerzeugung seit der Reform und Öffnung Chinas ist aus Abb. 2 ersichtlich.

Der Energiebedarf steigt in China, speziell in Ost- und Südchina, mit der schnellen wirtschaftlichen Entwicklung rapide an. Von 1978 bis 1994 machte das jährliche Wachstum der Wirtschaft ca. 9,4% aus, während die Zuwachsraten der Stromerzeugung 8,2% und der Energie nur 3,8% betrugen [9]. Wegen der riesigen Bevölkerungszahl werden derzeit nur 763 kWh elektrische Energie pro Kopf jährlich verbraucht [4]. Das anhaltende Wachstum der Industrieproduktion und die angestrebte Verbesserung des Lebensstandards der Bevölkerung lassen auch für die Zukunft einen erheblich höheren Anstieg des Stromverbrauchs erwarten.

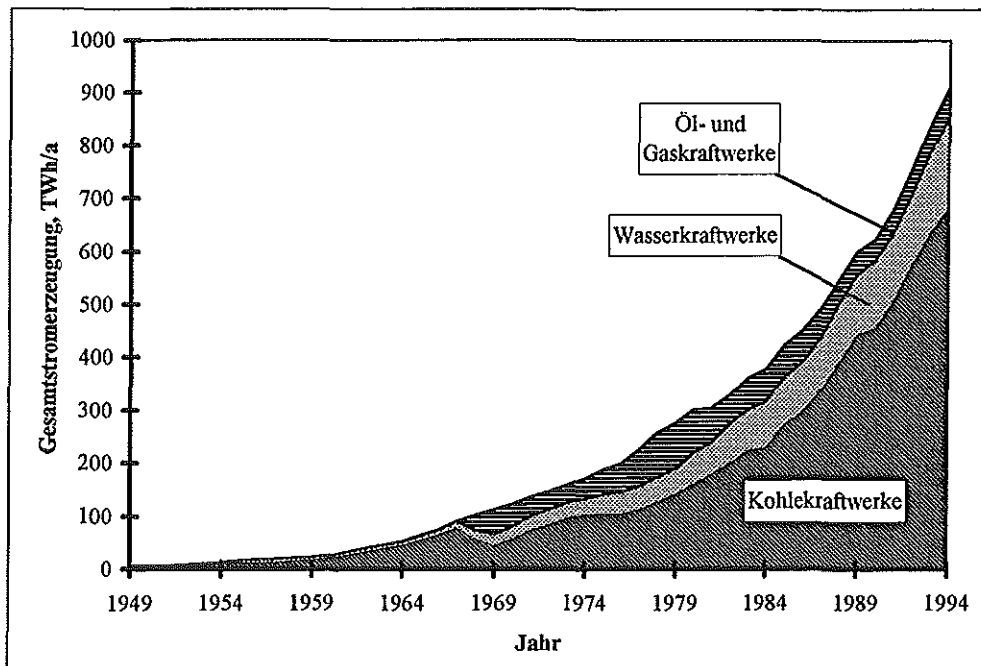


Abb. 2: Entwicklung und Struktur der Gesamtstromerzeugung in China seit 1949 [2], [3]

China ist reich an natürlichen Energieressourcen, besonders an Kohlevorkommen. Die nachgewiesenen Kohlevorkommen betragen 986,3 Mrd. t [3]. Ca. 84 % der Kohlevorkommen befinden sich in Nord-, Nordwest- sowie in Nordostchina. Die Kohle in Nordostchina wird bald ausgekohlt sein. Der Förderungsschwerpunkt liegt zur Zeit in Nordchina in der Provinz Shanxi. Der Schwerpunkt der Kohleförderung wird von Nordchina nach Nordwestchina verlegt, um deren ständigen Zuwachs zu gewährleisten. Im Jahre 1994 lag die Fördermenge in China bei 1,21 Mrd. t Kohle/a.

Kohle ist der Hauptenergieträger in China. 74 % der Primärenergie in China werden durch Kohle geliefert. An der Stromerzeugung ist die Kohle mit 76 % beteiligt. Kohle dient als ein wertvoller Rohstoff in der Chemie- und Hüttenindustrie. An diesen Sektoren ist sie mit 60 % beteiligt.

Die Vorkommen von Erdöl und Erdgas in China betragen jeweils 94 Mrd. t und $38 \times 10^{12} \text{ m}^3$. Mehr als 80 % der erkundeten Erdölvorkommen und 88 % der Erdölproduktion befinden sich in den Provinzen Helongjiang, Liaoning, Shandong. In Nordwestchina, wie im Tarim-Becken und im Junggar-Becken in dem autonomen Gebiet Xinjiang, sind auch große Ölvorkommen

gefunden und teilweise schon erschlossen und gefördert worden. Das Erdölvorkommen in diesem Gebiet wird als Hauptreserve des Festlandserdöls angesehen. In den letzten Jahren sind einige reiche Erdgasvorkommen im Ostgebiet des Sichuan Beckens, im nördlichen Teil der Provinz Shaanxi und im südchinesischen Meer gefunden worden. China fördert das Erdöl vom Meer und vom Festlandsockel sowohl selbst, als auch in Zusammenarbeit mit anderen Ländern. Im Jahre 1994 betrugen die Fördermengen von Erdöl und Erdgas jeweils 145,2 Mio. t/a und 16,95 Mrd. m³/a.

Erdöl wird in China im wesentlichen zur Produktion von Treibstoffen für Kraftfahrzeuge und als Rohstoff für die Chemieindustrie verwendet. Das Erdöl kann in China nur im Notfall zur Stromerzeugung eingesetzt werden. In absehbarer Zukunft ist in China nicht damit zu rechnen, daß elektrische Energie auf der Basis von Erdöl in nennenswertem Umfang erzeugt wird.

Die geschätzten Wasserkraftressourcen, die die chinesischen Flüsse darstellen, betragen 676 GW. Davon sind nach heutigen Maßstäben technisch nutzbar 379 GW und wirtschaftlich zu erschließen 290 GW. Im Jahre 1993 erreichte die insgesamt installierte Wasserkraftwerkskapazität eine Höhe von 44,7 GW. Die meisten Wasserpotentiale liegen weitab von Verbraucherzentren in Südwestchina. Das Wasserkraftwerk Gezhou-Damm auf dem Yangtze Fluß ist zur Zeit das größte in China mit einer Kapazität von 2715 MW. Um die Lastspitzen der großen Kohle- und Kernkraftwerke abzudecken, baut man in China einige Pumpspeicherkraftwerke.

In China werden die anderen noch nicht erwähnten Energiequellen auch zur Wärme- oder Stromerzeugung verwendet. Im wesentlichen sind dies Solarenergie, Windenergie, Energie aus Biogas, geothermische Energie und Gezeitenenergie. Die Anwendung der Solarenergie ist in China speziell auf dem Lande ziemlich weit verbreitet. Im Jahre 1993 waren Solarkollektoren für die Warmwasserversorgung mit einer Fläche von 2,5 Mio. m² in Betrieb. Zusätzlich sind noch 160 000 Solarherde auf dem Lande im Einsatz. Im Jahre 1993 sind Solarzellen mit einer Kapazität von 3 MW auf den Markt gebracht worden. Bis 1993 sind 4 photovoltaische Kraftwerke mit einer gesamten installierten Kapazität von 80 kW in Betrieb gewesen. Die photovoltaischen Anlagen dienen zur Stromversorgung für Kommunikationsanlagen in entlegenen Gebieten.

Die Windenergie gehört zu den ältesten Energiearten, die man in China seit Jahrtausenden nutzt. Zur Zeit wird die Windenergie zur Stromerzeugung hauptsächlich in den Steppen und Hochländern wie Innermongolei, Xinjiang und Qinghai, sowie in den nicht vom Netz bedeckten Küsten- und Inselgebieten verwendet. Im Jahre 1993 standen 119 000 kleine Windkonverter mit einer gesamten Kapazität von 17,3 MW zur Versorgung von einer halben Million Einwohnern zur Verfügung. 106 große bzw. mittelgroße Windkonverter mit einer Kapazität von 14,6 MW sind ans Netz angeschlossen.

Die Nutzung des Biogases aus der Fermentation von Biomassen zur Energieerzeugung hat in China auf dem Land eine sehr lange Geschichte. Bis 1993 gab es schon 5,25 Mio. einfache Familienbiogasanlagen auf dem Lande und 600 große Industriebiogasanlagen. Im Jahre 1993 ist Biogas mit einer Menge von insgesamt $1,47 \times 10^9 \text{ m}^3$ produziert worden.

In China sind geothermische Kraftwerke mit einer Gesamtkapazität von 28,6 MW installiert worden. In der Nähe der Stadt Laaha im autonomen Gebiet Tibet wurde das geothermische Kraftwerk Yangbajing mit einer Leistung von 25,2 MW_{el} gebaut. Der Strombedarf der Stadt Laaha wird zu 60 % aus dem geothermischen Kraftwerk gedeckt.

Gezeitenenergie wird ebenfalls zur Stromerzeugung in China genutzt. Bis 1993 sind insgesamt 8 Gezeitenkraftwerke mit einer Kapazität von 13 MW gebaut worden.

Da einige Gebiete, speziell die sich wirtschaftlich schnell entwickelnden ost- und südchinesischen Küstenregionen, wegen des Mangels an Energieressourcen nicht mit genügenden Mengen an Strom versorgt werden können, wird auch die Nutzung der Kernenergie dort als Ergänzung aktiv vorangetrieben. Mit Kernenergie kann eine ausreichende Energieversorgung für diese Regionen sichergestellt werden.

Das erste chinesische Kernkraftwerk mit einem 300 MW_{el} Druckwasserreaktor am Standort Qinshan, ca. 100 km südlich von Shanghai, wurde von China selbst konstruiert, errichtet und in Betrieb genommen. Dieses Kernkraftwerk Qinshan-1 wurde im Dezember 1991 mit dem Stromnetz synchronisiert. Sein kommerzieller Betrieb begann im April 1994.

Parallel zu dem Eigenentwicklungsprojekt wurde ein Kernkraftwerk mit zwei Blöcken von Druckwasserreaktoren mit je 900 MW_e bei Daya Bay in der Provinz Guangdong in Zusammenarbeit mit der französischen Firma Framatome gebaut. Diese zwei Blöcke sind jeweils am 1. Februar und 6. Mai 1994 in den kommerziellen Betrieb genommen worden.

3. Besondere Bedeutung der Kernenergie in China

Um die Entwicklung der chinesischen Wirtschaft sicherzustellen, muß China die Energiewirtschaft vorantreiben. Dies ist aus der in Abb. 2 gezeigten Entwicklung des jährlichen Energieverbrauchs in China nachvollziehbar. Durch die schon geschilderten Gegebenheiten in China hat die Entwicklung der Kernenergie eine besondere Bedeutung.

3.1. Ungünstige Lage der Energievorkommen, Transportprobleme

In den an der Küste befindlichen Provinzen mit hoher Industrieproduktion und hoher Bevölkerungsdichte liegen nur 6,1 % der Kohlevorkommen und 4,6 % des Wasserkraftpotentials [5]. Wegen der ungünstigen Verteilung der Energieressourcen kann die Energie- und Stromversorgung in vielen Provinzen und Gebieten, speziell in den Wirtschaftssonderzonen mit der wirtschaftlichen Entwicklung nicht mehr Schritt halten.

China ist reich an Wasserkraftressourcen, die meisten Wasserpotentiale liegen aber weitab in Südwestchina. Der Strom ist über Tausende von Kilometern in die Industriegebiete zu transportieren. Der Bau eines großen Wasserkraftwerks nimmt Rieseninvestition und eine sehr lange Bauzeit in Anspruch. In einem Entwicklungsland ist das Kapital sehr knapp. Die Bauzeit liegt durchschnittlich in der Größenordnung von Jahrzehnten. Daher kann der dringende Bedarf an Strom durch Bau neuer Wasserkraftwerke nicht schnell genug abgedeckt werden. Beim Bau eines Wasserkraftwerks kann eine Reihe von gesellschaftlichen und ökologischen Problemen entstehen, z. B. die Umsiedlung der betroffenen Bevölkerung, die Landvernichtung, die Gefahr durch mögliche Staudammbrüche, die eventuell auftretenden ökologischen Auswirkungen des Stausees, usw.

Wie oben erwähnt, ist die Kohle der Hauptenergieträger in China. Die meisten Kohlevorkommen befinden sich in Nord- und Nordwestchina. Aber die Verbrauchszentren befinden sich

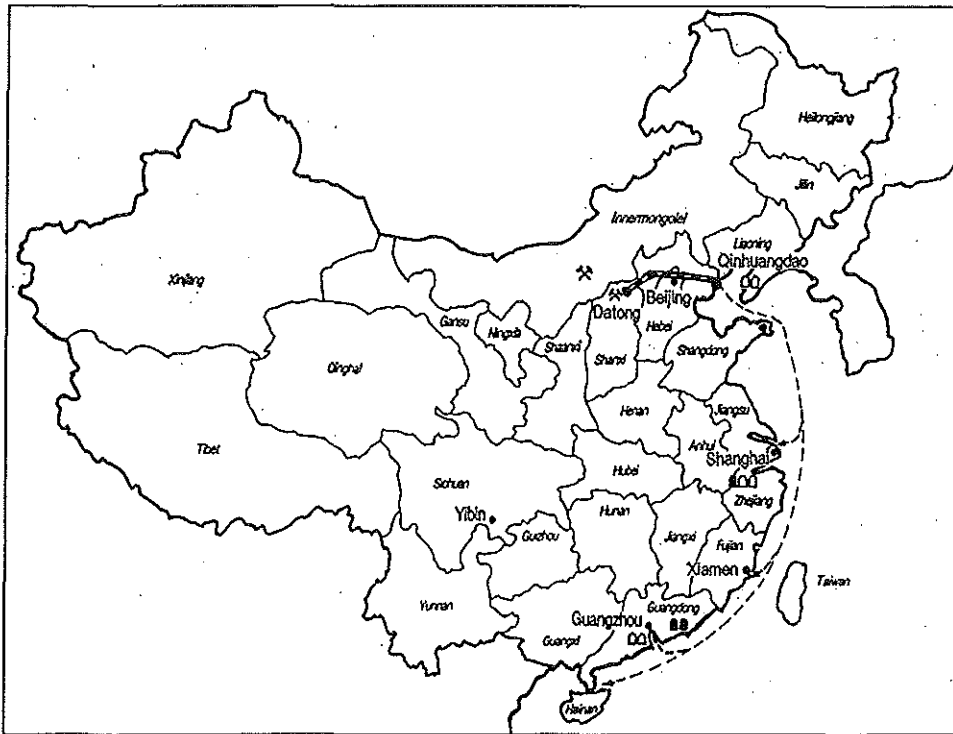


Abb. 3: Die Hauptrouten zum Kohletransport in China

Von	Datong	Eisenbahn, km	Eisenbahn + Seeweg, km
nach	Shanghai	1800	2000
	Xiamen	3100	2800
	Guangzhou	2600	3300

Tab. 2: Die Transportlängen für die Kohle aus Datong nach südlichen Verbrauchszentren [6]

hauptsächlich in den Küstengebieten von Ost- und Südchina sowie Nordostchina. Das Problem der Kohleversorgung für die Verbrauchszentren in Ost- und Südchina liegt jedoch im Transport der Kohle begründet. Ein Teil der geförderten Kohle wird mit der Bahn über 2000 bis 3000 km zu den Verbrauchszentren transportiert. Die größte Kohlemenge wird zunächst mit der Bahn von Datong zum Ausfuhhafen Qinhuangdao transportiert, dann wird sie über Seewege nach Shanghai, Ningbo, Fuzhou, Guangzhou bzw. zu den Kraftwerken verfrachtet. Die Transportroute ist aus Abb. 3 ersichtlich. Über diese Route werden zur Zeit jährlich 170 Mio. Tonnen Kohle transportiert. In Tab. 2 sind einige Zahlen zu Transportwegen der Kohle aus der Stadt

Datong im Kohlerevier der Provinz Shanxi zu den Verbrauchszentren wiedergegeben.

Durch die schnelle Entwicklung der Wirtschaft in Ost- und Südchina steigt der Energiebedarf rapide an. Voraussichtlich wird der Bedarf an Kohle auf 470 Mio. t/a im Jahre 2000 steigen. Dafür müßte fast das ganze heute verfügbare Transportsystem einschließlich der z.Z. in Bau befindlichen Eisenbahnnetze eingesetzt werden. Im Jahre 2015 wird die Bedarfsmenge bis auf 600 bis 700 Mio. t / a steigen. Der Ausbau der Infrastruktur kann mit dieser Bedarfssteigerung nicht mehr mithalten. Durch die Verschiebung des Schwerpunkts der Kohleförderung von Nord- nach Nordwestchina wird das Transportproblem noch kritischer. Dazu kommt noch, daß die Fahrtrinnen in den chinesischen Häfen stark verschlammmt sind. Daher kann die Kohle nur mit 50000-tonner-Schiffen anstatt mit den wirtschaftlicheren 100000-tonner-Schiffen transportiert werden.

Um diese Transportprobleme zu entschärfen, ist die Nutzung der Kernenergie in Ost- und Südchina von besonderer Bedeutung. Daher hat man schon in den 80er Jahren mit der Entwicklung von Kernkraftwerken angefangen.

3.2. Umweltschutz

Die Industriegebiete Chinas sind dicht bewohnt. Daher mißt der Staat dem Umweltschutz grosse Bedeutung bei. Es sind viele Umweltschutzgesetze erlassen worden. Nach dem neuen Gesetz müssen bei neuen Projekten die Maßnahmen zum Umweltschutz mit dem jeweiligen Projekt synchron geplant und ausgeführt werden. Sonst erhält man keine Freigabe für die Bauausführung.

Weil die chinesische Energiewirtschaft auf der Nutzung der Kohle aufgebaut ist, werden 73 % der Staub- und 90 % der SO₂-Emissionen in China durch die Kohleverfeuerung verursacht [6]. Ein besonderes Merkmal der Luftverschmutzung ist die SO₂-Emission. Saurer Regen in China wird hauptsächlich durch SO₂ verursacht. Gemäß der Statistik der Chinesischen Staatlichen Behörde für Umweltschutz hat China allein im Jahre 1992 durch den sauren Regen einen unmittelbaren Verlust von 5,3 Mrd. DM / a erlitten. Die durch den sauren Regen belasteten Gebiete vergrößern sich immer mehr. Im Jahre 1993 wurde eine Landfläche von $5,3 \times 10^6$ ha durch den sauren Regen gefährdet.

Vom Gesichtspunkt des Umweltschutzes aus ist die Kernenergie eine saubere Energiequelle. Die Gründe dafür sind folgende:

- Durch Einsatz von Kernkraftwerken kann die Luftverschmutzung durch Rauchgasemissionen verringert werden.
- Die CO₂-Emissionen können stabilisiert werden.
- Die Radioaktivitätsfreisetzung aus einem Kernkraftwerk im Normalbetrieb ist im Vergleich zu der unkontrollierten Radioaktivitätsfreisetzung, (z.B. Uran-, Thorium-, Radonfreisetzung usw. aus einem Kohlekraftwerk) mit der gleichen Leistung für viele chinesische Kohlesorten geringfügig.

Die bisherige praktische Erfahrung beim Betrieb der Kernkraftwerke in China hat dies auch bestätigt. Nach der Inbetriebnahme der beiden Kernkraftwerke Qinshan und Daya Bay werden die Umgebungen von der *National Nuclear Safety Administration* (NNSA) ständig kontrolliert. Die Meßergebnisse zeigen, daß kein spürbarer Einfluß auf die Umgebung in der Nähe der Kraftwerke Qinshan und Daya Bay seit ihren Inbetriebnahmen entstanden ist.

3.3. Wirtschaftlichkeit bei der Nutzung der Kernenergie

Die Wirtschaftlichkeit bei der Kernenergienutzung ist auch in China inzwischen ein wesentlicher Faktor. Aufgrund der ungünstigen Verteilung der Energieressourcen in China sind die Transportkosten der Kohle zu den Verbrauchszentren sehr hoch. In China könnte die Stromerzeugung aus Kernenergie künftig in den Verbrauchszentren im Vergleich zur Kohle kostengünstig sein. Dies ist ein besonders wichtiger Aspekt für die chinesische Energiewirtschaft.

Ein Kernkraftwerk von 1000 MW_e benötigt jährlich nur ca. 30 Tonnen frische Brennelemente. Die Transportkosten dafür sind im Vergleich mit denen bei einem Kohlekraftwerk vernachlässigbar. Ein Kohlekraftwerk mit derselben Leistung verbraucht jährlich $3,3 \times 10^6$ Tonnen Kohle. Für ein Kernkraftwerk von 1000 MW_e in Shanghai oder in Guangzhou (Hauptstadt der Provinz Guangdong) können Transportkosten jeweils von ca. 19 oder 32 Mio. DM pro Jahr eingespart werden. Bei Bau eines solchen Kernkraftwerks, z.B. in Guangzhou, können diese Ersparnisse beim Kohletransport fast der Gesamtinvestition des Kernkraftwerks entsprechen [6].

4. Entwicklung der Kernenergie in China

4.1. Bau neuer Kernkraftwerke

Durch den erfolgreichen Betrieb der beiden Kernkraftwerke Qinshan-1 und Daya Bay-1 ermutigt, beginnt man nun auch weitere Projekte. Das Kernkraftwerk Qinshan-2 und -3 wird mit je einem Druckwasserreaktor von 600 MW_{el} ausgerüstet. Der Bau des zweiten Blockes begann im Juni 1996. Anschließend wird auch mit dem Bau des dritten Blockes begonnen. Die Inbetriebnahme der zwei Blöcke ist jeweils für das Jahr 2001 und 2002 geplant [7]. Diese Projekte basieren hauptsächlich auf Eigenentwicklung. Zusätzlich werden internationale Kooperationen genutzt. Durch diese Eigenentwicklung soll eine Referenzanlage mit 600 MW_{el} Leistung als standardisiertes Kernkraftwerk für den chinesischen Energiemarkt geschaffen werden.

Der Vertrag für die zweite Ausbauphase des Daya Bay-Kernkraftwerks wurde am 25. Oktober 1995 in Beijing von den chinesischen und französischen Firmen unterzeichnet [8]. Dieses Kernkraftwerk mit zwei Blöcken von je 900 MW_{el} wird in Ling-Ao (Provinz Guangdong) gebaut. Die kommerzielle Inbetriebnahme der beiden Blöcke ist jeweils für die Jahre 2002 bzw. 2003 geplant.

In Nordostchina ist die Schwerindustrie Chinas konzentriert. Die Kohlevorkommen werden hier bald erschöpft sein. Um den Energiebedarf zu decken, wird hier ein Kernkraftwerk geplant. Die Anlagen für dieses Kernkraftwerk mit zwei Blöcken des WWER-1000 Typs werden aus Rußland importiert werden [9]. Der Standort des Kernkraftwerks ist in der Nähe der Stadt Wafangdian (Provinz Liaoning) vorgesehen.

Ein Memorandum für den Bau eines Candu-Kernkraftwerks in China ist im Jahre 1995 von der chinesischen und der kanadischen Regierung unterzeichnet worden. Die chinesische Seite hat die Durchführbarkeitstudie für die Konstruktion eines Kernkraftwerks vom Typ Twin-Candu-6 mit je 700 MW_{el} Leistung ausgearbeitet. Das Kernkraftwerk wird in der Nähe von Qinshan gebaut.

Da China eine langjährige Erfahrung mit der Technik der Urananreicherung mittels des Gasdiffusionsverfahrens hat, ist die Versorgung mit Brennstoffen gesichert. In den letzten Jahren

wurden neue Anreicherungstechnologien nach dem Zentrifugenverfahren und mittels der Lasertechnik entwickelt. Die Brennelemente für Qinshan-1 sind von China selbst hergestellt worden. Mittels der eingeführten Technik aus *Fragma* wurde eine Fabrik für die Brennelementherstellung in Yinbin (Provinz Sichuan) gebaut. In dieser Fabrik können die Brennelemente für Reaktoren mit einer Leistung von 1000 MW_e produziert werden. Die ersten 53 Brennelementbündel aus dieser Fabrik sind im April 1995 erfolgreich beim Reaktor Nr. 2 des Kernkraftwerks Baya Bay zum Einsatz gekommen [9].

Eine Pilot-Anlage mit einer Kapazität von 50 t/a wird z.Z. für die Wiederaufarbeitung abgebrannter Brennelemente aus den Kernkraftwerken ausgelegt [9]. Es ist ein bedeutender Fortschritt, daß diese Technik für die Weiterverarbeitung der radioaktiven Abfälle erfolgreich entwickelt worden ist. Dies ist sicher eine wichtige Grundlage und eine notwendige Bedingung für die zukünftige Entwicklung der Kernkraftwerke in China.

4.2. Forschungsaktivitäten

Um den großen und vielseitigen zukünftigen Bedarf an Kernkraftwerken zu decken, betreibt man in China neben regen internationalen Kooperationen auch eigene Reaktorentwicklung. Für die weitere Entwicklung hat China schon gewisse notwendige technische Grundlagen geschaffen. In China wird die Entwicklung der Kernreaktoren hauptsächlich von zwei Institutionen geleistet. Diese sind das *Institute of Nuclear Energy Technology (INET)* der *Tsinghua Universität* und das *China Institute of Atomic Energy*.

Neben dem oben erwähnten Druckwasserreaktor von 600 MW_e für das Kernkraftwerk Qinshan-2 werden zur Zeit noch einige Entwicklungsprojekte für verschiedene Reaktortypen durchgeführt. Im folgenden werden diese Projekte vorgestellt.

4.2.1. Nuclear Heating Reactor (NHR)

Bisher werden die meisten Wohnungen in den Städten von Nordchina im Winter mit kleinen Brikettöfen oder kleinen Kesseln geheizt. Daher ist die Luft in den nordchinesischen Städten durch das Rauchgas stark verschmutzt.

Zur Reduzierung der Umweltverschmutzung hat das *Institute of Nuclear Energy Technology*

(INET) der Universität *Tsinghua* im Zeitraum von 1981 bis zu 1984 einen NHR konzipiert und getestet. Mit Unterstützung des Staates begann im März 1986 der Bau eines Versuch-NHR mit einer thermischen Leistung von 5 MW (NHR-5) im INET. Mitte 1989 wurde erste Kritikalität bei diesem Versuchsreaktor erreicht und im Winter desselben Jahres wurde der Versuchsreaktor im Leistungsbetrieb gefahren [10]. Er dient heute als Fernheizungsanlage auf dem Gelände des INET.

Zur Verbesserung der Zeitverfügbarkeit dieses Reaktors in der Sommerzeit und zur Erweiterung seiner Anwendungsmöglichkeit hat man schon bei dem Versuchsreaktor getestet, wie sich z.B. die Stromerzeugung mit Dampfturbinenprozessen bzw. die Kälteerzeugung mittels des Verfahrens der LiBr-Absorption für Klimaanlage auswirkt. Die Möglichkeit des Einsatzes zur Meerwasserentsalzung mittels NHR wird zur Zeit untersucht.

Weiterhin wird ein kommerzieller NHR mit einer thermischen Leistung von 200 MW (NHR-200) vom INET weiter entwickelt. Die Abbildungen 4 a) und b) zeigen die Strukturen des NHR-5 und des NHR-200. Wichtige Auslegungsdaten der beiden Reaktoren sind in Tab. 3 dargestellt. Die sicherheitstechnischen Merkmale von NHR-Anlagen sind wie folgt:

- Naturzirkulation im primären Kreislauf,
- Nachwärmeabfuhr nur durch Naturkonvektion,
- niedrige Betriebsparameter (Leistungsdichte, Temperatur bzw. Druck),
- hydraulisches Antriebssystem für die Steuerstäbe entsprechend dem fail-safe-Prinzip,
- Borsäureeinspeisung als zweites Abschaltssystem.

Aufgrund der exzellenten inhärenten Eigenschaften, der passiven Sicherheitseigenschaften, der vielseitigen Anwendungsmöglichkeiten und der Wirtschaftlichkeit des NHR haben rund 20 chinesische Städte und Unternehmen Interesse an dem Nuclear Heating Reaktor gezeigt. Mit staatlicher Unterstützung wird man nun einen NHR-200 in der Stadt Daqing (Provinz Helongjiang in Nordostchina) bauen. Dieses Projekt befindet sich in der Vorbereitung.

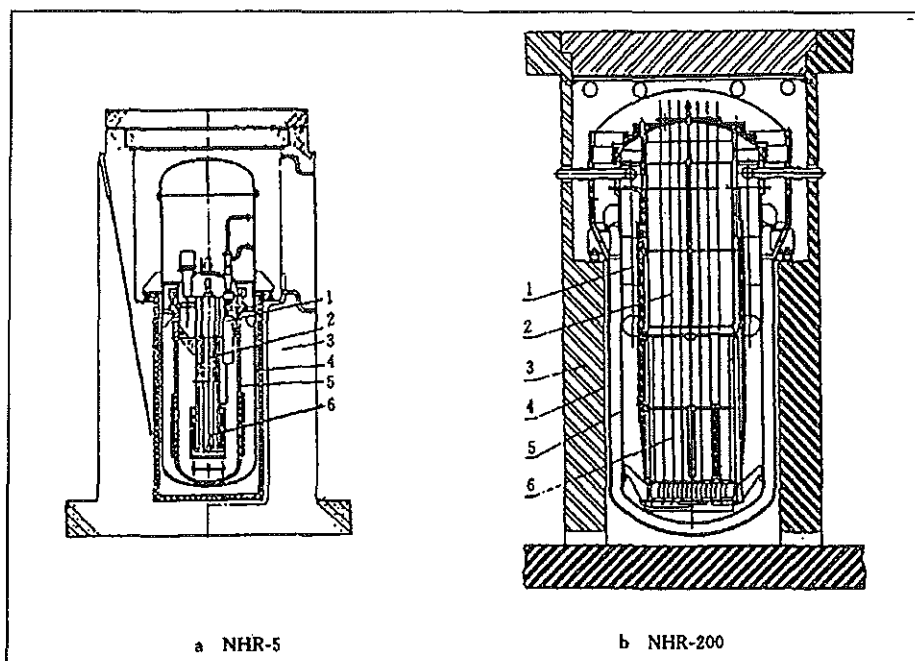


Abb. 4: Skizzen von NHR-5 und NHR-200 [10]
 1. Wärmetauscher, 2. Steigleitung, 3. Bioschild, 4. Containment, 5. Druckbehälter, 6. Core

		Einheit	NHR-5	NHR-200
Thermische Leistung		MW	5	200
Druck im Primärkreis		bar	15	25
Kühlmitteltemperatur		°C	146 / 186	140 / 210
Leistungsdichte		MW/m³	26	36.2
Anzahl der Brennelementbündel			16	96
Anzahl der Steuerstäbe			13	32
Kernhöhe der aktiven Zone		m	0,69	1,9
Kerndurchmesser der aktiven Zone		m	0,57	1,9
UO ₂ -Inventar		t	0,51	14,87
U ²³⁵ -Anreicherung		%	3	1,8 / 2,4 / 3,0
Umladungsanreicherung		%	3	3
Druck	im sekundären Kreislauf	bar	17	30
Temperatur		°C	102 / 142	95 / 145
Temperatur des Heiznetzes		°C	90 / 60	130 / 80

Tab. 3: Wichtige Auslegungsdaten des NHR-5 und des NHR-200

4.3. Hochtemperaturreaktor (HTR)

Zur Erforschung und Entwicklung des Kugelhaufenreaktors läuft ein HTR-Programm in China. Dies begann im Jahre 1974 [11]. In der ersten Phase wurde die Entwicklung eines thermischen Brut-Thorium-HTR von 100 MW_{th} angestrebt. Dabei ist eine Reihe von Forschungs- und Entwicklungsarbeiten für die wichtigsten Techniken und Komponenten durchgeführt worden. Dieses Projekt wurde Ende der siebziger Jahre beendet. Die zweite Phase des chinesischen HTR-Projekts lief in der Zeit von 1981 bis 1985. Dabei wurden umfangreiche Untersuchungen zur Sicherheitsanalyse bzw. zur Möglichkeit der Anwendung von nuklearer Prozeßwärme und von Prozeßdampf durchgeführt. Im Jahre 1987 wurde die dritte Phase des HTR-Projekts begonnen. Eine HTR-Versuchsanlage mit einer thermischen Leistung von 10 MW (**HTR-10**) wird vom INET der *Tsinghua* Universität in Beijing gebaut. Der Bau des Versuchsreaktors begann am 14. Juni 1995. Das Ziel des Projekts ist die Fertigstellung des HTR bis zum Jahre 2000.

Das Grundkonzept dieses Versuchsreaktors ist im wesentlichen gleich dem der deutschen HTR-Modulreaktoren. Bei der Forschung und Entwicklung des HTR-10 führt INET eine enge internationale Zusammenarbeit mit deutschen Forschungsinstitutionen durch.

Mit dieser Versuchsanlage können die charakteristischen Eigenschaften des HTR-Moduls, besonders die Sicherheitseigenschaften untersucht und Erfahrungen für weitere größere HTR gesammelt werden. Gleichzeitig können Untersuchungen und Demonstrationen zur Stromerzeugung, Fernheizung und Prozeßwärmebereitstellung sowie Versuche für Brennelement- und Materialbestrahlung durchgeführt werden.

Die Abb. 5 zeigt den grundsätzlichen Aufbau des HTR-10. Wichtige Auslegungsdaten des HTR-10 sind in Tab. 4 zusammengefaßt [12]. Die Anordnung mit getrennten Behältern für den Reaktorkern und Dampferzeuger soll bei einem Leck im Dampferzeuger den Einbruch von Wasser direkt in den Reaktorkern verhindern. Diese beiden Behälter sind in einer Betonzelle, der sog. Primärzelle, untergebracht. An der Innenwand der Reaktorprimärzelle ist ein ständig in Betrieb befindlicher Flächenkühler zum Schutz des Betons vorgesehen. Er hat die Aufgabe, im Normalbetrieb die Verlustwärme und bei Ausfall des Hauptwärmeübertragungssystems die Nachwärme des Reaktorcores abzuführen. Zur Nachwärmeabfuhr ist keine weitere aktive Ein-

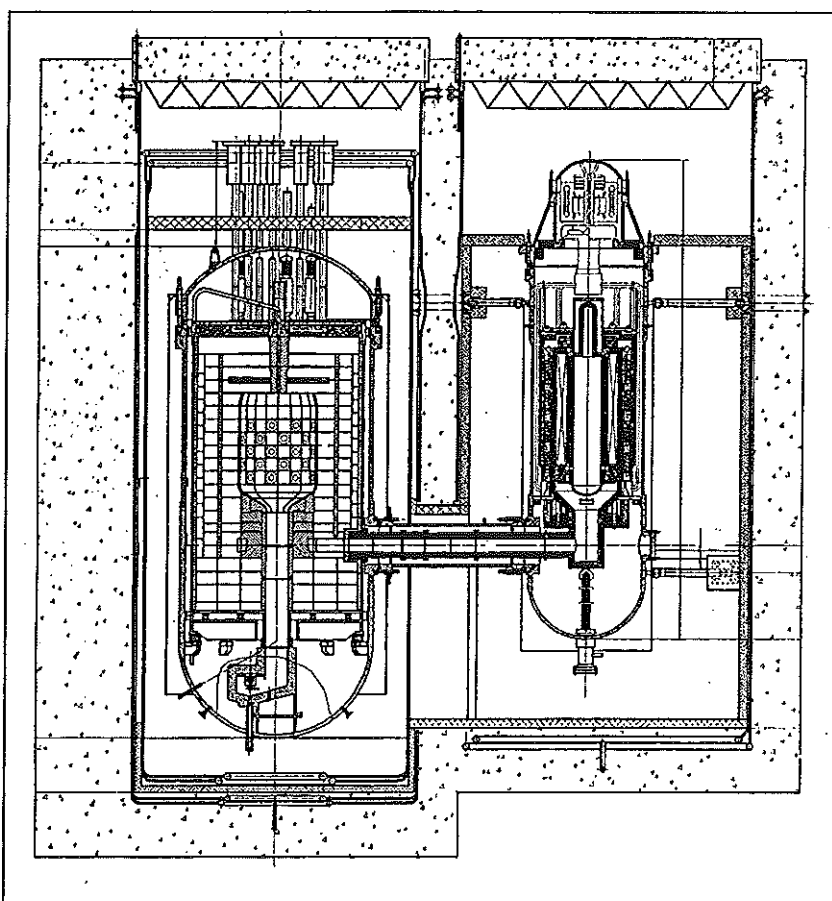


Abb. 5: Primärkreis der chinesischen 10 MW HTR-Versuchsanlage

richtung vorgesehen. Bei den Leichtwasserreaktoren sind diese Systeme bekanntlich redundant und diversitär ausgelegt und haben damit zu einer erheblichen Belastung für die kommerzielle Nutzung der Kernenergie beigetragen.

Die Brennelementkugel hat einen Durchmesser von 6 cm und besteht aus einer inneren Graphitmatrix und einer äußeren brennstofffreien Graphitschale. In der inneren Graphitmatrix mit 2,5 cm Durchmesser sind die beschichteten Brennstoffteilchen, sog. *Coated Particles*, mit Graphit gemischt untergebracht. Als Beschichtung wird eine TRISO-Beschichtung verwendet; sie ist aus 4 Schichten (Pufferschicht, innere Pyrokohlenstoffschicht, SiC- und äußere Pyrokohlenstoffschicht) aufgebaut.

Zwei voneinander unabhängige Abschalteinrichtungen sind im Seitenreflektor vorgesehen: Zum

Thermische Leistung	10	MW
mittlere Leistungsdichte	2	MW/m ³
Kernhöhe	1,97	m
Kerndurchmesser	1,80	m
Kühlgasaufheizung	250 -700	°C
Kühlgasdruck	30	bar
Dampfzustand	440 / 34,4	°C / bar
Zahl der Brennelemente	27 000	
Abbrand	80 000	MW d / t
Brennelement-Zyklus	MEDUL	
Anzahl der BE-Durchläufe	5	
Brennelementdurchmesser	6	cm
U ²³⁵ - Anreicherung	17	%
U ²³⁵ - Einsatz	0,85	g / BE
Schwermetallbeladung	5	g / BE
Mittlerer negativer Temperaturkoeffizient	- 8,5×10 ⁻⁵	1 / K
BE-Auslegungstemperatur	1600	°C
Durchmesser des UO ₂ -Kerns	0,50	mm
Durchmesser des Coated Particles	0,90	mm

Tab. 4: Wichtige Auslegungsdaten des chinesischen Versuchsreaktors HTR-10

einen sind dies 10 Absorberstäbe, die sich im Seitenreflektor gleichmäßig um das Core verteilen. Sie dienen zur Regelung, sowie zur Heiß- und Kaltabschaltung. Zum anderen gibt es ein Klein-Absorber-Kugel-System (KLAK), welches zur Kaltabschaltung dient. Sowohl die Stäbe, als auch die Kleinabsorberkugeln können bei Bedarf durch die Schwerkraft in den Seitenreflektor einfallen.

Der Reaktor wird so ausgelegt, daß die Nachwärme nach einem Druckentlastungsstörfall beim gleichzeitigen Ausfall aller Nachwärmeabfuhrsysteme allein durch Naturvorgänge - Wärmeleitung, Wärmestrahlung und Naturkonvektion - in hinreichendem Maße aus dem Reaktorkern abfließen kann. Somit findet ein Überschreiten der Grenze der Brennelementtemperatur von 1600 °C (zulässiger Grenzwert im Hinblick auf den Spaltproduktaustritt) als Folge solcher Ereignisse nicht statt. Damit wird die Rückhaltung der radioaktiven Stoffe gewährleistet.

4.3.1. SNR

Ein natriumgekühlter schneller Versuchsreaktor mit 60 MW_{th} (25 MW_{el}) wird von dem *China Institute of Atomic Energy* in Zusammenarbeit mit Rußland ausgelegt und konstruiert [9]. Da in schnellen Reaktoren Natururan eingesetzt wird und eine wesentlich bessere Uranausnutzung erfolgt, könnte dieser Reaktortyp für die Schonung der Uranressourcen in Zukunft sinnvoll sein. Dieses Projekt wird voraussichtlich im Jahre 2000 vollendet sein.

4.3.2. Innovative Reaktoren

In China sind Forschung und Entwicklung zu innovativen Kernreaktoren, wie z.B. AP-600, APWR, ABWR und System 80+, in internationaler Kooperationen im Gange. Das *Nuclear Power Institute of China* beschäftigt sich zur Zeit mit der Forschung und Entwicklung eines fortschrittlichen Reaktors AC-600. Diese Konzeptauslegung wird von IAEA als ein fortschrittliches Reaktorkonzept akzeptiert und in ihrer „file library“ aufgenommen [9]. Einige wichtige technische Merkmale des Reaktors sind in Tab. 5 zu ersehen.

Zeitverfügbarkeit	> 85	%
Bauzeit	4 - 5	Jahre
Lebensdauer	60	Jahre
Brennelementwechsel	18	Monate
Kollektivdosis	0,5 - 1,0	Sv/a
Wahrscheinlichkeit des Coreschmelzens	< $1,5 \times 10^{-6}$	1 /a

Tab. 5: Technische Merkmale des chinesischen fortschrittlichen Reaktors AC-600

5. Zur Sicherheit, technischen Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit der zukünftigen Kernenergienutzung

Zur Deckung des Bedarfs an Strom in Ost- und Südchina muß eine große Menge von Kernkraftwerken in den dichtbevölkerten Regionen aufgebaut werden. Deswegen müssen strengste Anforderungen an die Reaktorsicherheit gestellt werden. Daher braucht der chinesische Energiemarkt wirtschaftliche Kernenergieanlagen mit einem einfach zu realisierenden Sicherheitskonzept, das die Möglichkeit von Großschäden ausschließt.

Die Entwicklung der Kernenergie in China steht immer unter der Priorität von Sicherheit und Zuverlässigkeit. Um die Qualität und die Sicherheit bei nuklearen Anlagen zu gewährleisten, hat China eine Reihe von Sicherheitsregeln, Vorschriften, Richtlinien und technischen Standards erlassen, die an diejenigen von Industrieländern, wie Frankreich, USA, BRD angelehnt sind. Im Auftrag der chinesischen Regierung ist die National Nuclear Safety Administration für die nukleare Sicherheit bei der Auswahl von Standorten, bei der Auslegung, beim Bau und im Betrieb eines Kernkraftwerkes zuständig.

Im Laufe der Entwicklung sind auf Grund der Betriebserfahrungen Sicherheitsregeln für Kernreaktoren entstanden, die laufend verbessert wurden. Zur Ergänzung der früheren rein deterministischen Sicherheitsanalysen sind auch Wahrscheinlichkeitsüberlegungen schon zur Sicherheitsbeurteilung herangezogen worden. Somit kann die Sicherheit eines Kernkraftwerks genauer quantifiziert werden. Das Ziel dieser probabilistischen Analysen (PSA) ist die Feststellung der zu Störfällen führenden Wege und der Häufigkeit der Störfälle. Die PSA ist heute ein wesentlicher Teil der Sicherheitsbeurteilung der Reaktoranlagen in aller Welt. Obwohl mit diesen Analysemethoden die Schwachstellen in Anlagen erkannt werden können und entsprechende Verbesserungen an den richtigen Stellen eingeführt werden können, kann die Gefahr einer massiven Freisetzung der radioaktiven Stoffe bei den auf dem probabilistischen Sicherheitskonzept basierenden Kernreaktoren, z.B. heute gängigen LWR, nicht grundsätzlich ausgeschlossen werden. Deshalb, nicht zuletzt auch durch den Reaktorunfall von Tschernobyl bedingt, wird die Methodik, über PSA-Ansätze Aussagen zur Reaktorsicherheit unter dem Gesichtspunkt der Akzeptanz zu machen, heute von vielen Menschen nicht akzeptiert.

In den letzten Jahren ist ein ganz neues Sicherheitskonzept - **katastrophenfreie Kerntechnik** - erarbeitet worden [13]. Die Forderung nach katastrophenfreier Kerntechnik beinhaltet, daß bei allen möglichen Störereignissen die radioaktiven Stoffe entsprechend dem definierten Geltungsbereich - praktisch vollständig - innerhalb der Reaktoranlage verbleiben müssen. Die Folgen der Störereignisse bleiben somit auf die Reaktoranlage beschränkt; außerhalb der Reaktoranlage dürfen keine signifikanten radiologischen Folgen auftreten, insbesondere:

- keine Soforttoten bzw. keine Spättoten,
- keine Evakuierungen bzw. keine Umsiedlungen,
- keine Änderung der Verzehrgewohnheiten und

- keine Notwendigkeit von Katastrophenschutzplänen.

Gemäß dieser sehr weitgehenden Forderung dürfen nicht nur bei allen anlageninternen Ereignissen, sondern auch bei allen absehbaren äußeren Einwirkungen keine unzulässigen Mengen an radioaktiven Stoffen in die Umgebung freigesetzt werden.

Als ein innovativer Reaktor kommt der Hochtemperaturreaktor dem Ziel der katastrophenfremen Kerntechnik recht nahe. Mit seinen hervorragenden inhärenten Sicherheitscharakteren kann dieser Reaktortyp den Anforderungen des chinesischen Energiemarkts gerecht werden.

Nach den zwanzigjährigen Betriebserfahrungen am AVR ist die Menge an erzeugten hochradioaktiven Stoffen entsprechend den hohen Wirkungs- und Nutzungsgraden wesentlich geringer als dies heute in der Kerntechnik üblich ist [14]. Auch dies ist positiv für den zukünftigen Betrieb von HTR-Anlagen in dichtbevölkerten Regionen und Industriegebieten in China.

Die Nutzung von Hochtemperaturreaktoren besitzt nicht nur Sicherheitsvorteile, sondern auch eine Reihe von besonderen wirtschaftlichen Vorteilen. Beim HTR werden die aufwendigen Sicherheitseinrichtungen mit hohen Präzisionsanforderungen bisheriger LWR-Kraftwerke durch inhärente Eigenschaften ersetzt. Dadurch hat der HTR im Vergleich zum LWR eine einfache Bauausführung. Dies ist unter den Aspekten der Wirtschafts- und Entwicklungspolitik sehr gut für die reale Situation Chinas geeignet.

Hochtemperaturreaktoren gestatten eine hervorragende Energieausnutzung. Der Wirkungsgrad bei der reinen Stromerzeugung mit dem GuD-Verfahren kann in Zukunft bis auf 50 % gesteigert werden, während in der heutigen Kerntechnik ein Wirkungsgrad von 34% üblich ist. In der Kraft-Wärme-Kopplung ist eine Energieausnutzung von 90% mit dem HTR erreichbar. Durch Kombination mehrerer Einheiten von HTR-Modulen können die Anlagengrößen an die Erfordernisse des Marktes angepaßt werden. Aufgrund der Gasaustrittstemperatur der Hochtemperaturreaktoren von bis zu 950 °C ist die Bereitstellung von nuklearer Prozeßwärme möglich.

Den folgenden Hauptaufgaben können die Hochtemperaturreaktoren auf dem zukünftigen chinesischen Energiemarkt gewachsen sein:

- Ergänzung zu DWR-Anlagen für die Stromerzeugung
- Bereitstellung von Prozeßwärme und -dampf für
 - die tertiäre Ölgewinnung
 - die Ölraffinerie
 - und die Chemieindustrie
- Kohlevergasung und -verflüssigung.

Die Zukunft vom Reaktortyp HTR in China ist optimistisch zu beurteilen. Aufgrund der vorteilhaften sicherheitstechnischen Eigenschaften und der wirtschaftlichen Einsatzmöglichkeiten können kommerzielle Hochtemperaturreaktoren als die sicherste und realisierbare nukleare Energiequelle zur Erzeugung von Strom und Prozeßwärme Anfang des nächsten Jahrhunderts in großem Umfang in China eingesetzt werden.

6. Ausblick auf die Entwicklung der Energietechnik in China

Auf Grund des zukünftigen wirtschaftlichen Entwicklungsplanes in China soll die Kraftwerkskapazität für die Jahre 2000, 2010 und 2020 jeweils auf 300, 590 und 800 GWe ausgebaut werden. In Abb. 6 sind der bisherige Entwicklungsverlauf und die Planungen für die Steigerung der Kraftwerkskapazität in China gezeigt.

Kohle ist der Hauptenergieträger bei der Stromerzeugung in China und wird es auch bleiben. Die Kohleförderung wird in Nord- und Nordwestchina weiter ausgebaut. In den kommenden zehn Jahren soll die Kohleförderung jährlich um 40 Mio. t erhöht werden. Die Förderung in den Tagebauen hat zur Zeit nur einen Anteil von 5 % der Jahreskohleförderung in China. Der Schwerpunkt soll bei dem Aufschluß von weiteren Tagebauen liegen. Durch einen hohen Anteil der Tagebauförderung wird das Tempo des Wachstums der Kohleförderung beschleunigt. Um den Transport zu entlasten, werden Zechenkraftwerke gebaut. Die Entwicklung der Kohleverflüssigung und -vergasung wird vorangetrieben, damit die Kohle in Energieträger mit hoher Energiedichte umgesetzt wird.

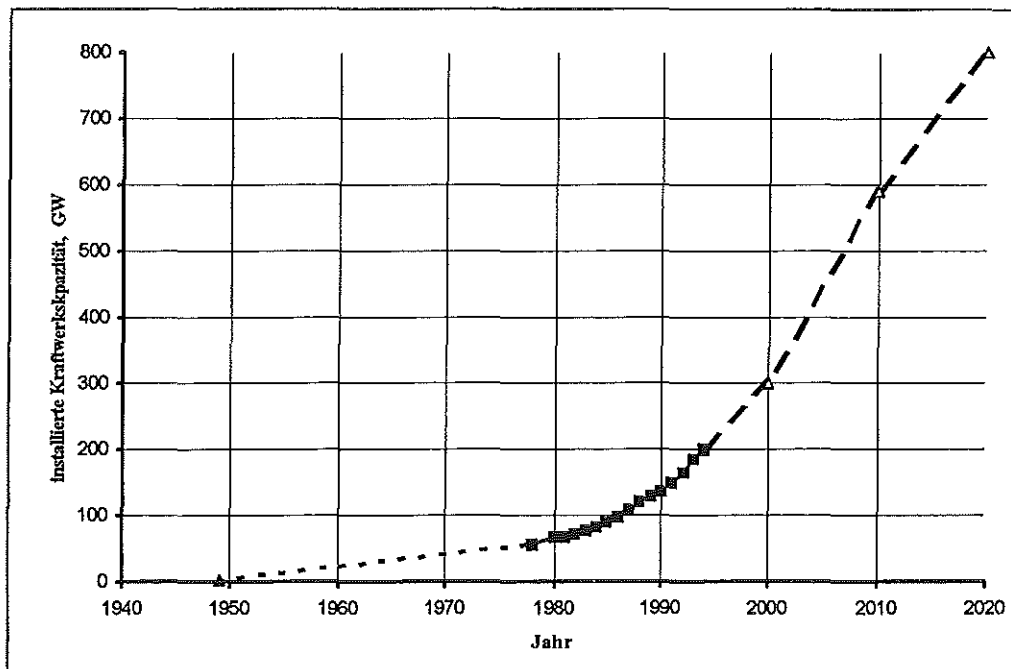


Abb. 6: Die Entwicklung und Planung der Kraftwerkskapazität in China

Die reichen Wasserkraftpotentiale in Südwestchina werden in Zukunft zur kostengünstigen Stromerzeugung in großem Umfang ausgenutzt. Der Strom aus Wasserkraftwerken ist am billigsten. Mit dem Bau von Stauseen kann man gleichzeitig Probleme der Bewässerung und der Wasserregulierung lösen. Es sind noch ca. 80 Wasserkraftwerke von rund 40 GW im Bau. Das größte davon ist das Drei-Schluchten-Projekt auf dem Yangtse-Fluß. Die gesamte Kapazität des Wasserkraftwerks beträgt 18,2 GW. Die jährlich erzeugte Strommenge von 84,7 TWh wird beinahe einem Zehntel der jetzigen Stromerzeugung Chinas entsprechen. Der Bau dieses Projekts begann im Jahre 1993. Die Bauzeit ist mit 17 Jahren geplant.

Die Kernkraftwerke werden in Küstengebieten weiter bevorzugt entwickelt. Anfang des nächsten Jahrhunderts sollen in China Kernkraftwerke mit einer gesamten Leistung von 10 GWe installiert sein. Der dadurch erzeugte Strom wird einen Anteil von 2,5 % der dann zu erwartenden Gesamtstromerzeugung von 1200 Mrd. kWh/a einnehmen. Für das Jahr 2015 wird der Anteil von Nuklearstrom auf 6,5 % steigen. Die Kernenergie wird mit der Kohle und der Wasserkraft gemeinsam die Stützsäulen für die Stromerzeugung in China bilden und eine wichtige Rolle für das Land China spielen.

Bei Erdöl und Erdgas sind intensive Erkundungsarbeiten notwendig. Diese Energieträger werden hauptsächlich als Rohstoffe für die Chemieindustrie und als Treibstoffe für Kraftfahrzeuge eingesetzt.

Obwohl die Solar- und Windenergie bisher nur in einem kleinen Maß verwendet werden, sind sie von großer Bedeutung für die zukünftigen Verbesserung des Lebensstandards in den entlegenen Gebieten.

Die Solarkollektoren liefern billiges Warmwasser. Sie werden im ganzen Land verbreitet. Die Solarkochherde sind eine notwendige Ergänzung zur Energieversorgung für die dünn besiedelten Gebiete. Sie sollen weiter verbreitet werden. Bis zum Jahre 2000 soll die Kapazität der Windkraftwerke in China eine Höhe von 200 MW erreichen. Die Ausnutzung der Solar- und Windenergie hat eine Grundlage in China für sich geschaffen und soll in Zukunft weiter vergrößert werden.

Die Ausnutzung der Biogase hat eine lange Geschichte und große Bedeutung für die Landwirtschaft in China und steht bei den Bauern hoch im Kurs. Die Ausnutzung bringt noch weitere Vorteile für die Landwirtschaft und den Umweltschutz mit sich. Diese Energiequelle soll ebenfalls noch weiter entwickelt und genutzt werden.

Spareffekte bei der Energienutzung gewinnen in China eine immer größere Bedeutung. Rationelle Energienutzung gehört auch zur Entwicklung der Energietechnik. Zur optimalen Umsetzung und Nutzung der Energie wurde ein staatliches Verwaltungssystem für das Energiesparen in den 80er Jahren eingerichtet. Seit den 80er Jahren sind hierbei rund 30 Vorschriften bzw. Regelwerke vom Staat erlassen worden. Auf dieser Basis ist das Gesetz für das Energiesparen in der Volksrepublik China im Jahre 1993 entworfen worden. Der Gesetzentwurf wurde dem Volkskongreß zur Prüfung eingereicht. Obwohl sich China seit Jahrzehnten mit dem Energiesparen erfolgreich beschäftigt hat, hat China als ein Entwicklungsland aber noch eine Menge Arbeit dafür zu leisten. Im Jahre 1993 betrug z.B. der Kohleverbrauch 417 g SKE/kWh bei Kohlekraftwerken [3]. Das Ziel des Verbrauchs liegt bei 330 g SKE/kWh [2]. Dafür müssen neue Techniken, wie die Wirbelbettverbrennung, bzw. der GuD-Prozeß mit Kohlevergasung angewendet werden. Die kleinen Kohlekraftwerke mit niedrigem Wirkungsgrad müssen verbessert werden. Die Stromnetze müssen modernisiert werden. Bei den Verbrauchern sind

ebenfalls die notwendigen technischen Verbesserungen einzuführen.

7. Zusammenfassung

Zur Deckung des ständig steigenden Energiebedarfs wird die Energiewirtschaft in China intensiv weiter entwickelt. Alle Arten der Energieressourcen werden genutzt. In China sind die Kohle und Wasserkraft die Hauptenergieressourcen. Aber sie liegen weit ab von den Verbrauchszentren. Die Transportwege betragen teils mehr als 3000 km. Durch diese Gegebenheit hat die Kernenergie in den Verbrauchszentren Ost- und Südchinas an Bedeutung gewonnen. Es sind schon zwei Kernkraftwerke in Betrieb. Noch drei befinden sich im Bau bzw. in der Planung. In China sind Forschung und Entwicklung von innovativen Reaktoren im Gange.

Die Kernenergie bildet mit der Kohle und der Wasserkraft gemeinsam die Stützen für die zukünftige Stromerzeugung Chinas. Es ist davon auszugehen, daß die Kernenergie eine große Zukunft auf dem chinesischen Energiemarkt vor sich hat.

8. Literaturverzeichnis

- [1] Lebreton, G. (1995): *Nuclear energy expansion in the Far East: the European connection*. Nuclear Europe Worldscan, Nr. 11-12, p 41-43.
- [2] Zhou, Xiaoqian (1992): *Chinesisches Energiesystem und dessen Zukunft* (Chinesisch), Jahrestreffen des chinesischen Energieforschungsvereins 1992.
- [3] *China Energy Annual Review 1994* (Chinese). Depart of Resources Conservation & Comprehensive Utilization, State Economic and Trade Commission, P. R. of China.
- [4] *A statistical Survey of China* (1995). ISBN 7-5037-1807-2 / C.1025 Chinesischer Statistik-Verlag.
- [5] Zhang, Mingchang (1993): *Nuclear Power Programme in China*, atomwirtschaft, Heft 6 1993, 419-420.
- [6] Bao, Yunqiao (1992): *Strategy and Countermeasure of Nuclear Power Development in China* (Chinese), Jahrestreffen des chinesischen Energieforschungsvereins 1992.
- [7] Nachrichten: *Qinshan-2: Baubeginn im Juni 1996*, atomwirtschaft, Heft 6, 1996, 428.

- [8] Nachrichten: *Ling-Ao: Lieferungvertrag unterzeichnet*, atomwirtschaft, Heft 12, 1996, 794.
- [9] Chen, Zhaobo (1995): *Development of Nuclear Power in China*, Nuclear Europe Worldscan, Nr. 11-12, p. 49-50.
- [10] Wang, Dazhong et al (1994): *The Research and Development of Nuclear Heating Reactors* (English), Journal of Tsinghua University, (Science and Technology), ISSN 100-0054, Vol.34, No. ES2., Sept. 1994, 1-4.
- [11] Xu, Yuanhui et al (1993): *Development of HTGR Technology in China* (Chinese), Nuclear Science and Engineering, special 4, Dec. 1993.
- [12] Xu, Yuanhui et al (1993): *Design of the 10 MW High Temperatur Gas-Cooled Reactor* (English), Journal of Tsinghua University, (Science and Technology), ISSN 100-0054, Vol.34, No. ES2., Sept. 1994, 10-15.
- [13] Kugeler, K. (1994): *Katastrophenfreie Kerntechnik für die zukünftige Weltenergiewirtschaft*, Brennstoff-Wärme-Kraft, Bd. 47, Nr. 9, Sept. 1995, 362-368.
- [14] Marnet, Chr. (1989): *Die Geschichte des AVR, AVR 20 Jahre Betrieb*, VDI-Bericht 729, s. S. 25.

Energieforschung und Energiepolitik

Das deutsche Energieforschungsprogramm

Sabine Semke

Projektträger für Biologie, Energie und Ökologie (BEO)

Forschungszentrum Jülich

52425 Jülich

1 Energieforschung in Deutschland seit 1974

Parallel zu den bereits seit 1956 laufenden Atomforschungsprogrammen hat das Bundesministerium für Bildung, Wissenschaften, Forschung und Technologie (BMBF)¹ im Jahr 1974 das erste Rahmenprogramm für Energieforschung herausgegeben. Vor dem Hintergrund der gravierenden wirtschaftlichen Auswirkungen der Ölpreiskrisen der 70er Jahre und der Angst vor einer Verknappung der beiden Importenergieträger Öl und Gas war dieses Programm maßgeblich geprägt von dem Ziel die Energieversorgung in Deutschland zu sichern.

Vor allem das Öl, das zum damaligen Zeitpunkt etwa 55% der Primärenergieversorgung ausmachte, sollte durch einheimische Energieträger ersetzt werden. Allein die Forschungsarbeiten zur Umwandlung von Kohle in flüssige und gasförmige Energieträger machten deshalb ein Drittel des Gesamtbudgets in Höhe von ca. 1,4 Mrd DM aus. Exploration und Bergbautechnik waren weitere wichtige Themen. Entwicklungen zur rationellen Energieverwendung in der Industrie wurden zwar auch gefördert, sie hatten aber nur eine untergeordnete Bedeutung.

Im Verlauf des 1. Programmes für Energieforschung stellte sich heraus, daß eine umfassende Energieforschungspolitik neben Energiebereitstellungstechniken auch die Umwandlung und die Nutzung von Energie zu berücksichtigen hatte. Parallel dazu fanden wichtige Entwicklungen auf dem Sektor der Kernenergie statt, die absehen ließen, daß auch dieser Bereich in Zukunft eine wichtige Rolle für die Stromversorgung spielen würde.

¹ Vor 1994 Bundesministerium für Forschung und Technologie (BMFT)

Später folgende Energieforschungsprogramme wiesen deshalb sehr viel stärker diversifizierte Zielsetzungen und einen höheren technischen Detaillierungsgrad auf. So wurden in dem zu Anfang der 80er Jahre veröffentlichten 2. Energieforschungsprogramm neben der Sicherung der Energieversorgung auch die Stärkung der Wirtschaft sowie der Schutz der Umwelt als weitere prioritäre Zielsetzungen genannt. Mit dem 3. Energieforschungsprogramm, das ab 1989 den Rahmen für die Forschungsförderung bildete, wurden zwei Hauptanliegen verfolgt. Die Nutzung von Primär- und Sekundärenergien sollte sichergestellt werden, und dem Schutz der Umwelt und der Reduzierung von Treibhausgasen sollte sehr viel mehr Gewicht als in vorhergehenden Programmen beigemessen werden. Vor dem Hintergrund zunehmender internationaler Verflechtungen des Strommarktes und wachsender Energiereserven, bedingt durch verbesserte Erschließungs- und Nutzungstechniken und dem Auffinden neuer Lagerstätten, ist zu beobachten, daß der Aspekt der Sicherung der Energieversorgung für die heutige Forschungspolitik an Bedeutung verliert.

2 Das 4. Programm für Energieforschung und Energietechnologien

Im Sommer 1996 wurde das 4. Energieforschungsprogramm des BMBF verabschiedet. Es verfolgt die folgenden zwei Zielsetzungen:

- Nachhaltige Verminderung von Umwelt- und Klimabelastungen,
- Modernisierung der Volkswirtschaft zur Stabilisierung der Position Deutschlands als Technologiestandort.

Gefördert werden diejenigen Energietechniken, die entweder auf der Erzeuger- oder aber auf der Nutzerseite maßgebliche Beiträge zu den genannten Zielen leisten können. Darüber hinaus sollen auch solche Techniken berücksichtigt werden, die zu Problemlösungen nicht nur in Deutschland sondern auch in anderen Ländern führen und mit denen ein Beitrag zur Reduzierung von globalen Klimaauswirkungen geleistet werden kann.

Die folgenden thematischen Schwerpunkte sollen behandelt werden:

- Effizienzsteigerungen bei der Stromversorgung
- Einsparungen beim Energieverbrauch
- Einsatz von Erneuerbaren Energien
- Nutzung der Kernenergie

Die für die einzelnen Bereiche aufgewendeten Förderbudgets von 1974 bis 1995 sind in Abb. 1 aufgetragen.

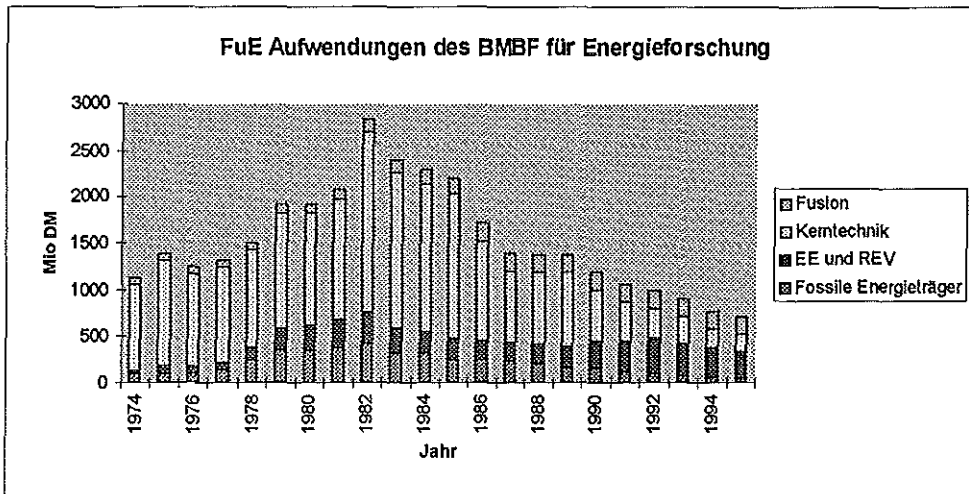


Abb. 1: FuE-Aufwendungen des Bundesministeriums für Bildung, Wissenschaften, Forschung und Technik

2.1 Kernenergie

Der Hauptanteil der Forschungsmittel der letzten 20 Jahre wurde für die Kernenergie aufgewendet. Im Mittelpunkt der Förderung der Vorläuferprogramme standen vor allem die Sicherheitsforschung für Leichtwasserreaktoren und die Arbeiten zur Langzeitsicherheit von Endlagern für radioaktive Abfälle. Zudem wurde mit der Untersuchung von Einzelaspekten für innovative Reaktorkonzepte mit inhärenten Sicherheitseigenschaften und passiven Sicherheitskomponenten begonnen. Drei Schwerpunkte früherer Programme, die heute als abgeschlossen

gelten, bestanden im Bau der Wiederaufarbeitungsanlage Wackersdorf, in der Erforschung der Brütertechnik sowie in der Entwicklung von Hochtemperaturreaktoren.

Die gegenwärtige Forschungsarbeiten finden in zwei Bereichen statt, in der Sicherheit der Entsorgung nuklearer Stoffe, sowie auf dem Gebiet der Grundlagen zur Bewertung und Verbesserung der Sicherheit kerntechnischer Anlagen. Zu den Aufgaben des BMBF gehört außerdem der Rückbau derjenigen kerntechnischen Versuchs- und Demonstrationsanlagen, an denen die Bundesregierung eigentumsrechtlich beteiligt ist.

Tabelle 1 zeigt die Aufwendungen für diese Bereiche im Zeitraum von 1990-1995:

Angaben in Mio DM	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Reaktorsicherheit	99,9	101,2	85,3	83,3	65,5	59,9
Sicherheit der Entsorgung	155,4	136,1	48,2	31,4	21,9	18,1
Großforschungszentren	302,5	180,8	185,8	164,4	122,0	109,9

Tab. 1

2.2 Kernfusion

Ein Meilenstein der Fusionsforschung wurde am 9. 11. 1991 erreicht, als es erstmalig gelang, mit Modellplasmen in der europäischen Anlage Joint European Torus (JET) in Culham/GB eine Fusionsreaktion von 2 MW Leistung über die Dauer von 2 Sekunden zu erzielen. Der nächste Schritt auf dem Weg zu einem Fusionsreaktor ist die Erzeugung und Aufrechterhaltung eines über längere Zeit brennenden Fusionsplasmas. Ziel der Arbeiten ist es, eine Anlage zu errichten, mit der das thermonukleare Brennen, der sichere Betrieb einer reaktorähnlichen Anlage bei hoher Verfügbarkeit sowie eine hohe Leistungsauskopplung demonstriert werden können. Die Vorarbeiten hierzu finden im Rahmen einer weltweiten Kooperation statt.

Gegenwärtig werden lassen sich zwei Entwicklungslinien unterscheiden:

Beim TOKAMAK-Prinzip wird das Plasma mit Hilfe eines toroidalen Magnetfeldes eingeschlossen. Es bildet die Hauptlinie der Forschung. Im Zeitraum von Mai 1988 bis Ende 1990 hat eine internationale Studiengruppe mit Experten aus der GUS, den USA, aus Japan und der EU in Garching unter der Schirmherrschaft der IAEA einen Entwurf für den INTERNATIONAL THERMONUCLEAR EXPERIMENTAL REACTOR (ITER) ausgearbeitet. Unter deutscher Beteiligung wurden Basisuntersuchungen und ingenieurtechnische Planungen geleistet. Hierzu gehören maßgeblich Arbeiten, die an dem im Jahr 1990 erweiterten Fusionsexperiment ASTEX-upgrade durchgeführt wurden und die die Abscheidung und Sammlung von Helium und sonstigen Verunreinigungen behandeln. Die Standortentscheidung für ITER wird für das Jahr 1997 erwartet. Gemäß einer BMBF-Presseverlautbarung vom 17.07.1996 wird sich Deutschland hierfür nicht bewerben.

Als Alternative zum TOKAMAK wird in Europa, USA und Japan das STELLARATOR-Prinzip untersucht und weiter entwickelt. Die deutschen Arbeiten konzentrieren sich gegenwärtig auf das IPP Garching, an dem seit einiger Zeit ein modularer Stellarator mit normalleitenden Spulen betrieben wird. Ein Nachfolgeexperiment mit supraleitenden Magneten und optimierter Magnetfeldkonfiguration soll unter dem Namen Wendelstein W7X in Greifswald gebaut werden. Der Bund und die Länder Bayern und Mecklenburg-Vorpommern haben im Mai dieses Jahres eine entsprechende Vereinbarung getroffen. Die Europäische Union wird das Projekt co-finanzieren.

Das deutsche Fusionsprogramm ist Bestandteil des europäischen Programmes, das von der EURATOM koordiniert wird. Die ausschließlich institutionelle Förderung richtet sich an die folgenden drei Großforschungseinrichtungen:

- Max-Planck-Institut für Plasmaphysik (IPP), Garching
- Forschungszentrum Jülich
- Kernforschungszentrum Karlsruhe

Tabelle 2 zeigt die finanziellen Aufwendungen im Zeitraum von 1990 bis 1995 für Forschung und Entwicklung:

Angaben in Mio DM	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Fusion (KFA, FZK, IPP)	176,5	184,3	197	196	185,2	181,7

Tab. 2

2.3 Fossile Energien

Im Bereich der Förderung fossiler Energien wurden in der Vergangenheit zwei Linien verfolgt, die Kohleveredelung mit der Feuerungs- und Kraftwerkstechnik einschließlich Umwandlung und die Bergtechnik.

Bergtechnik

Die Gewinnung von Steinkohle in Deutschland ist wirtschaftlich gesehen mit sehr viel mehr Risiken verbunden als die der Steinkohle. Deshalb wurde die BMBF-Bergtechnikförderung ausschließlich auf den Steinkohleabbau und dessen besonderen Bedingungen (Lagerstättentiefen in ca. 1500 m und Schichtdicken der Flöze von 1-2 Metern) konzentriert.

Gefördert wurden folgende Teilbereiche:

- Bergbauplanung
- Aufschluß des Grubengebäudes
- Abbau
- Infrastruktur
- Informationstechnik
- Aufbereitung
- Verkokungstechnik

Der Gesamtaufwand der BMBF-Förderung hierfür betrug etwa 800 Mio DM. Mit diesen Mit-

teln ist es gelungen, maßgebliche Beiträge u.a. zum heutigen Automatisierungsgrad von Prozeßabläufen im Steinkohleabbau zu leisten. So wurden z.B. Sensoren entwickelt, die es ermöglichen die Führung der Gewinnungsmaschine im Flözhorizont zu automatisieren. Damit wurde nicht nur eine Effizienzsteigerung im personellen Bereich herbeigeführt, sondern auch der Berganteil mit allen damit verbundenen technischen und wirtschaftlichen Beeinträchtigungen reduziert. Die Förderung dieses Bereiches ist im Rahmen des 4. Energieforschungsprogrammes nicht mehr vorgesehen.

Feuerungs- und Kraftwerkstechnik und Umwandlungstechniken

Viele der im Rahmen von früheren Programmen erzielten Ergebnisse der Forschungsförderung haben bereits Anwendung in der Kraftwerkstechnik und der Industrie gefunden oder haben einen technischen Reifegrad, der solche Anwendungen möglich macht. Beispiele hierfür sind die Technik der atmosphärischen zirkulierenden Wirbelschichtfeuerung, mehrere Verfahren der Kohlevergasung (PRENFLO, HTW, COREX), oder aber die Rauchgasableitung über den Kühlturm (Pilotanlage Völklingen).

Der Hauptanteil der heutigen Förderaktivitäten liegt im Bereich der Feuerungs- und Kraftwerkstechnik. Nachdem in den 80er Jahren die inzwischen großtechnisch eingesetzten Verfahren der Rauchgasentschwefelung und Entstickung konventioneller Kraftwerke sowie die Wirbelschichtfeuerung Priorität hatten, werden heute vornehmlich Techniken für den Einsatz in fortgeschrittenen Kraftwerken gefördert. Gemeint sind hiermit Kraftwerke, die auf der Kombination von Gas- und Dampfturbinen beruhen und eine wärmewirtschaftlich optimierte Stromerzeugung ermöglichen.

Das BMBF fördert hierzu zwei Varianten:

- Kombikraftwerk: Druckwirbelschichtfeuerung (zirkulierend)
- GUD-Kraftwerk: Druckkohlenstaubfeuerung mit nachgeschalteten Gas- und Dampfturbinen.

Die Gasturbine nimmt eine Schlüsselfunktion für den Wirkungsgrad von Kraftwerken ein. Da sie zugleich auch eine Komponente mit noch hohem Entwicklungspotential ist, hat sich eine Arbeitsgemeinschaft bestehend aus den führenden deutschen Gasturbinenherstellern in Ver-

bindung mit Hochschulen und GFE zu einem umfassenden Verbundprojekt zusammenschlossen. Die Einzelaufgaben sehen wie folgt aus:

- Erhöhung der Gasturbineneintrittstemperatur (TURBOTHERM)
- Verringerung der Strömungsverluste (TURBOTECH)
- NO_x-arme Kohlegas-Brennkammer (TURBOFLAM)

Die Feuerungstechnik allgemein bietet ein noch nicht vollständig ausgeschöpftes Entwicklungspotential. Hier wird im Rahmen des Projektes TECFLAM versucht, ein verbessertes Verständnis von Verbrennungsvorgängen zu erlangen.

Tabelle 3 zeigt die Ausgaben des BMBF für den Förderbereich Fossile Energien:

Angaben in Mio DM	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Erkundung, Gewinnung, Aufbereitung (Kohle)	31,5	24,7	14,9	11,3	0,8	-
Erkundung, Gewinnung, Aufbereitung (andere)	22,8	11,8	11,3	6,9	5	3
Feuerungs- u. Kraftwerkstechnik für den Kohleeinsatz	58,8	40,7	38,1	30,6	27,5	22,8
Kohleverflüssigung	10,1	4	1,6	0,4	0,2	-
Kohlevergasung	12,4	18,7	10,9	0,2	0,2	-
Umwandlung fossiler Energieträger und Querschnittsaufgaben	5,8	4,2	4,8	0,9	3,6	-
Fossile Energien und Kraftwerkstechnik (einschließlich Großforschung)	152,5	112,3	96,2	70,7	55,9	38,4

Tab. 3

2.4 Erneuerbare Energiesysteme und Rationelle Energieverwendung

Im Rahmen der Erneuerbaren Energiesysteme hat das BMBF in der Vergangenheit folgende Techniken gefördert:

- Photovoltaik
- Solarthermie (Hochtemperatur)
- Windkraftanlagen
- Geothermie (Hydrothermal und Hot-Dry-Rock)
- Wasserkraft
- Verwendung von Biomasse (Nachwachsende Rohstoffe)

Ebenfalls in den Energieforschungsprogrammen berücksichtigt wurden Sekundärenergiesysteme wie zum Beispiel:

- Wasserstoff (Elektrolyse, Speicherung, Brennstoffzellen, Anwendungen)
- Energiespeicher (elektrische und thermische)
- Fernwärme

Die Rationelle Energieverwendung läßt sich aufgliedern in die Bereiche:

- Wasserstoff (Elektrolyse, Speicherung, Brennstoffzellen, Anwendungen)
- Energieeinsparende Industrieverfahren (einschl. Fernwärme)
- Systemanalyse

Photovoltaik

In der photovoltaischen Zellenentwicklung ist es zweckmäßig, zwischen kristallinen Zellen und Dünnschichtzellen zu unterscheiden. PV-Zellen auf der Basis kristalliner Materialien haben den fortgeschrittensten Entwicklungsstand und sind dementsprechend auch am weitesten verbreitet. Die Förderung der vergangenen Jahre hat dazu geführt, daß heute stabile und resistente Materialien zur Verfügung stehen. Erfahrungswerte liegen von mehreren Demonstrationsanlagen im Leistungsbereich von wenigen kW bis hin zu netzgekoppelten Anlagen im Bereich mehrerer 100 kW vor.

Das Photovoltaik Wegbereitungsprogramm

Heutige Entwicklungsarbeiten im Bereich der Photovoltaik haben zum Ziel, entweder über Materialeinsparungen oder über eine Vereinfachung der Herstellungsprozesse eine kostengünstigere Zellenproduktion zu ermöglichen. Schwerpunkte dabei sind die Silizium Materialentwicklung, die Entwicklung einer Höchstleistungs-Solarzelle, kristalline Silizium Dünnschichtzellen und die Untersuchung von Material- und Zelleneigenschaften. Auf dem Gebiet der kristallinen Siliziumdünnschichtzelle werden zur Zeit noch grundlegende Fragestellungen erforscht.

Vorteil der Dünnschichttechnologie ist die Möglichkeit, große Flächen mit photoaktivem Material zu belegen. Bedingt durch den im Vergleich zum kristallinen Silizium geringeren Materialbedarf und durch das grundsätzlich andere Herstellungsverfahren erhofft man sich von dieser Technologie beträchtliche Kostenreduktionspotentiale.

Die wichtigsten Materialien sind:

- amorphes Silizium und Legierungen (a-Si)
- Kupferindium- und Kupfergalliumdiselenide und -sulfide (CIS)
- Galliumarsenid und ähnliche Verbindungen

Beim amorphen Silizium stehen Alterungs- und Effizienzprobleme im Mittelpunkt der Forschungsaktivitäten. CIS-Solarzellen weisen zwar hohe Wirkungsgrade auf, sie sind aber noch im Labormusterstadium. Die Forschungsarbeiten hierzu dienen der Übertragung der Herstellverfahren auf größere Flächen.

Flankierend zu den Materialarbeiten werden auch elektrische Systemkomponenten gefördert. Ein wesentlicher Gesichtspunkt hierbei ist die für Photovoltaikanlagen charakteristische fluktuierende Betriebsweise, die dazu führt, daß Systemkomponenten oft über große Zeiträume nicht in ihrem optimalen Arbeitspunkten betrieben werden können. Hierdurch bedingte Energieverluste können zum Beispiel über den Einsatz von Wechselrichtern mit intelligenten Steuerungen reduziert werden.

Besonders hervorzuheben ist das 1000-Dächer Photovoltaik Programm, in dem in den vergangenen Jahren 2100 Dächer mit Photovoltaikanlagen ausgestattet wurden. Die Installationsphase ist inzwischen abgeschlossen. Zur Zeit läuft die Phase der Betriebsdatenaufnahme und deren Auswertung.

Photovoltaik-Kleingeräte Programm

Neben der Durchführung des Photovoltaik Wegbereitungsprogrammes sieht das 4. Energieforschungsprogramm eine weitere Förderinitiative vor, die sich mit der Integration von Photovoltaik in Kleingeräten befaßt. Interessierten Firmen soll die Gelegenheit gegeben werden, mit Unterstützung von einschlägigen Instituten die Entwicklung von Konsumgeräten, die mit einer photovoltaischen Energieversorgung ausgestattet sind, aufzunehmen. Ein entsprechendes Förderkonzept wird zur Zeit vorbereitet.

Im Rahmen der Demonstrationsmaßnahme ELDORADO Sonne wurden in den vergangenen Jahren bilaterale Demonstrationsprojekte in verschiedenen Ländern der südlichen Klimazonen durchgeführt. Dieses Programm wurde modifiziert und soll in Zukunft als Kreditprogramm und in enger Abstimmung zwischen BMBF und BMZ weitergeführt werden.

Solarthermie (Hochtemperatur)

Die Hochtemperatur-Solarthermie ist ein weiteres Verfahren zur Erzeugung von elektrischer Energie aus einfallender Solarstrahlung. Im Unterschied zur Photovoltaik, bei der Strom auf direktem Weg erzeugt wird, arbeiten solarthermische Anlagen mit einem Zwischenschritt und zwar der Erzeugung von Wärme. Hieran schließt sich der Umwandlungsschritt von Wärme in Elektrizität an. Bei großen Anlagen kann dieser mit konventioneller Turbinentechnik erfolgen, für kleine Anlagen werden zum Beispiel Stirling Maschinen eingesetzt. Vom Prinzip her arbeiten alle bekannten Verfahren mit hochkonzentrierenden Einheiten, über die in einem Wärmemedium eine Temperatur je nach Anlagentyp zwischen 350 °C und 1000 °C erzeugt werden kann. Die folgenden verschiedenen Systeme wurden mit deutscher Beteiligung in einem Testfeld im spanischen Almeria getestet:

- Parabolrinnenanlagen
- Solarturmanlagen
- Dish/Stirling Systeme

Beim **Parabolrinnenkonzept** wird einfallende Solarstrahlung in einem Feld von rinnenförmigen Spiegeln auf eine Brennnlinie fokussiert, in der sich ein Absorberrohr mit einer Wärmeträgerflüssigkeit befindet. Diese Flüssigkeit ist in der Regel ein Thermoöl, das auf Temperaturen um 350 - 400 °C erhitzt werden kann. Nach dem Erwärmen wird es zu einem Wärmetauscher geleitet und hier zur Erzeugung von Dampf genutzt. Gegenwärtige Forschungsaktivitäten in Deutschland haben zum Ziel, das Thermoöl durch Wasser zu ersetzen. Auf diese Weise soll direkt in den Absorberrohren Dampf erzeugt werden. Die Vorteile dieses Verfahrens liegen einerseits in den höheren Dampftemperaturen die sich mit Wasser erzielen lassen. Andererseits können im Fall von Undichtigkeiten in den Absorberrohren Umweltverunreinigungen durch auslaufendes Öl vermieden werden. Praktische Erfahrungswerte aus größeren Parabolrinnenanlagen liegen insbesondere aus den USA vor. Hier wurden in den 80er Jahren insgesamt 9 Anlagen mit einer Gesamtleistung von 356 MW errichtet und bis zum heutigen Zeitpunkt betrieben.

Beim **Solarturmkonzept** wird die Solarstrahlung von einem Feld von Heliostaten, das sind der Sonne nachgeführte Spiegeleinheiten, auf die Spitze eines Turmes konzentriert. Hier befindet sich eine zentrale Absorbereinheit, ein sog. Receiver, in der wiederum ein Wärmeträgermedium (z.B. Natrium, Wasser, Salz oder Luft) erhitzt wird. Über einen Wärmetauscher wird die gesammelte Energie weitergeleitet und zur Dampferzeugung verwendet. Erreichbare Betriebstemperaturen bei diesem Verfahren liegen mit 500 - 1000 °C höher als bei dem Parabolrinnenkonzept. Im Unterschied zu diesem ist aber die maximale Anlagengröße beim Turmkonzept auf Grund der optischen Bedingungen zwischen Spiegel und Receiver bei hohen Abständen begrenzt auf ca. 100 - 200 MW. Die Forschungsarbeiten in Deutschland befassen sich in erster Linie mit der Auslegung eines Receivertyps, bei dem Luft als Wärmeträgermedium verwendet wird. Auch im Bereich des Solarturmes findet zur Zeit die wesentliche Demonstration in den USA statt, und zwar wurde im Sommer 1996 im kalifornischen Barstow eine Anlage von 10 MW in Betrieb genommen.

Parabolrinnenanlagen und Solartürme sind gleichermaßen geeignet, im Hybridverfahren als zusätzliche Einheit zu konventionellen Kraftwerkstechniken eingesetzt zu werden. Je nach Auslegung und in Abhängigkeit von der direkten Solareinstrahlung sind mit beiden Systemen Stromkosten bis zu 0,20 DM/kWh möglich.

Dish/Stirling Systeme arbeiten mit ca. 10kW typischerweise in einem niedrigeren Leistungsbereich als die beiden Feldkonzepte, wobei größere Anlagen aber modular zusammengesetzt werden können. Auch diese Systeme sind weit ausgereift und befinden sich zur Zeit in der Demonstrationsphase.

Windenergie

Der Fortschritt von Windenergieanlagen war in den vergangenen Jahren besonders erfolgreich. Durch kontinuierliche Entwicklungsarbeiten sind die in Deutschland erzeugten Windkraftanlagen in immer größere Leistungsbereiche vorgedrungen. Einen besonderen Meilenstein stellte das deutsch - schwedische Kooperationsprojekt AEOLUS II dar, in dem am 23.12.1993 nahe von Wilhelmshaven eine Zweiblatt-Anlage von 3 MW in Betrieb genommen wurde. Weitere Großanlagen befinden sich zur Zeit in der Förderung.

Flankierend hierzu läuft seit mehreren Jahren das 250 MW-Programm, ein Breitentestprogramm für die Erprobung von Windkraft-Anlagen. Es handelt sich dabei um eine indirekt-spezifische Fördermaßnahme, d.h. die Betreiber von Windanlagen können, sofern ihre Anlagenkonzepte den Bedingungen des Programmes genügen, neben der Vergütung aus dem Stromeinspeisungsgesetz in Höhe von 17,2 DPf/kWh mit Betriebskostenzuschüssen in Höhe von 6 PF/kWh gefördert werden. Die Vermessung des Betriebsverhaltens der Anlagen erfolgt über ein zentrales Meßprogramm, das vom ISET - Kassel durchgeführt wird. Bis zum 31.12.1995 gingen 6027 Anträge ein. Bis zum gegenwärtigen Zeitpunkt (Sommer 96) wurden mehr als 1000 Anträge über eine Gesamtleistung von 245 MW rechtsgültig bewilligt, die letzten 5 MW werden durch Anlagen in der MW-Klasse realisiert werden. Die wesentlichen Ergebnisse dieses Programmes beziehen sich einerseits auf die technische und wirtschaftliche Weiterentwicklung von Windanlagen. Darüber hinaus haben sich auch in Bezug auf die Quali-

tät der Standortbedingungen in Deutschland überraschende Resultate ergeben. Eine Auswertung aus 1016 Anlagen von bis zu 300kW Leistung zeigt, daß die überwiegende Zahl der Anlagen an Küstenstandorten etwa 2500 - 3000 Vollaststunden erreicht. Im Binnenland reduziert sich dieser Wert auf 1000 - 1500 h. Zum Vergleich: Für einen Anlagenbetrieb ohne Sonderförderung, d.h. nur bei Zahlung der Einspeisevergütung sind nach Modellrechnungen ca. 2000 Vollaststunden für einen wirtschaftlichen Betrieb erforderlich.

Ähnlich wie in der Photovoltaik wird auch im Windbereich eine bilaterale Demonstrationsmaßnahme, ELDORADO Wind, zum Einsatz von Windanlagen in Ländern anderer Klimabereiche durchgeführt. In Zukunft wird auch dieses BMBF-Programm unter modifizierter Struktur und in Abstimmung mit dem BMZ fortgeführt.

Geothermie

Nach der Wiedervereinigung beider deutscher Staaten wurden die ehemals in der DDR laufenden umfangreichen Entwicklungsarbeiten zur Nutzung der Erdwärme teilweise in das BMBF-Energieforschungsprogramm aufgenommen und ergänzt. Besonders hervorzuheben ist ein Demonstrationsprojekt in Neustadt-Glewe, das gemeinsam mit dem Land Mecklenburg-Vorpommern und dem künftigen Betreiber finanziert wurde. Geplant ist, ein in 1900 m Tiefe liegender Aquifer, der eine Temperatur von ca. 90°C hat, für die Fernwärmeversorgung zu nutzen. Seit Ende 1994 läuft die Anlage im Probetrieb.

Ein weiteres Verfahren der Erdwärmenutzung ist das Hot-Dry Rock Verfahren. Hier soll in tiefen trockenen Gesteinslagen ein künstliches Rißsystem erzeugt werden, Wasser durch eine Injektionsbohrung in das Rißsystem gegeben und nach der anschließenden Erwärmung wieder an die Oberfläche gefördert werden. Die deutschen Forschungsaktivitäten sind eingebettet in ein von der EU koordiniertes Programm, an dem auch Frankreich teilnimmt. Der derzeitige Standort für die gemeinsamen Aktivitäten ist Soultz sous Forets im Elsaß.

Wasserkraft

Die noch unausgeschöpften Potentiale zur Nutzung der Wasserkraft sind in Deutschland auf kleine Laufwasserkraftanlagen beschränkt. Die Techniken hierfür sind weitgehend entwickelt, so daß Förderaktivitäten nur mehr in geringem Umfang laufen.

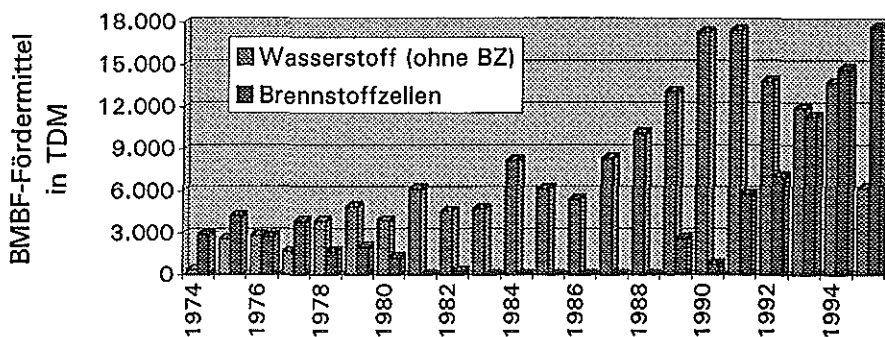
Biomasse

Die Forschungsaktivitäten zur Nutzung der nachwachsenden Rohstoffe wurden im Jahr 1993 in die Zuständigkeit des Bundesministeriums für Landwirtschaft (BML) übertragen. Der bis zu diesem Zeitpunkt unter Verantwortung des BMBF laufende energietechnisch orientierte Förderschwerpunkt wurde seitdem zu Gunsten der Substitution von verschiedenen Stoffen durch biologisch gewonnene Materialien verändert.

Wasserstoff und Brennstoffzellen

Im Jahr 1993 wurden in Deutschland 2293 Mio m³ Wasserstoff hergestellt und in der chemischen Industrie verarbeitet. Wasserstoff an sich ist also keine unbekannte Substanz. Der Einsatz von Wasserstoff als Sekundärenergieträger ist zwar neu, er trägt allerdings nur dann zur Umweltentlastung bei, wenn auch der Erzeugungsschritt emissionsfrei abläuft. Das konventionelle Herstellverfahren für Wasserstoff, also die Reformierung, erfüllt diese Voraussetzung nicht. Anders wäre die Situation, wenn Wasserstoff beispielsweise per Elektrolyse und mit CO₂-freier elektrischer Energie aus regenerativen Quellen hergestellt würde.

In den 80er Jahre schätzten Experten, angesichts der damals noch rasanten Entwicklung und dem entsprechend hohen Interesse der Industrie an der Solarenergie, die Aussicht auf eine erhebliche Steigerung des regenerativen Beitrages zur Stromversorgung außerordentlich optimistisch ein. Dieses war Anlaß für das BMBF, die Forschungsanstrengungen auf diesem Gebiet zu verstärken (Abb. 2).



*Abb. 2: BMBF-Förderaktivitäten in den Bereichen Wasserstoff
und Brennstoffzellen*

Die Solar-Wasserstoffanlage in Neunburg vorm Wald ist eines der wichtigsten Projekte, das in dieser Zeit initiiert wurde. Hier wird die gesamte Systemkette von der photovoltaisch erzeugten Energie über die Elektrolyse bis hin zur Wasserstoffnutzung in verschiedenen Aggregaten, u.a. auch Brennstoffzellen, getestet und demonstriert. Mittlerweile hat sich die Bedeutung der Wasserstoffdiskussion relativiert. Geblieben ist das hohe Interesse an der Entwicklung von Brennstoffzellen. In Deutschland werden drei Entwicklungslinien verfolgt. Es sind dies die beiden Hochtemperatur-Brennstoffzellen (Solid Oxid Fuel Cell und Molten Carbonate Fuel Cell) sowie die bei niedrigen Temperaturen arbeitende Polymer Elektrolyte Membrane Fuel Cell. Während Brennstoffzellen vom Typ SOFC und MCFC in erster Linie für den stationären Einsatz in Frage kommen, ist für die PEM-Brennstoffzelle auch ein Einsatz im Kraftfahrzeug denkbar.

Im Rahmen der BMBF-Förderung laufen zur Zeit zwei Leitprojekte (SOFC und PEM), die jeweils von einer Kooperation aus Industrie und Instituten durchgeführt werden. Nach der ersten Phase des SOFC-Zellenentwicklungsprogrammes (1991-1993), die mit dem Bau eines Prototypen im Leistungsbereich von 1 kW abgeschlossen wurde, sind die beteiligten Firmen zur Zeit dabei, 10-20 kW Einheiten herzustellen und zu testen. Im PEM-Leitprojekt soll in

einer engen Zusammenarbeit zwischen Komponenten- und Brennstoffzellenherstellern, wissenschaftlichen Instituten und der deutschen Automobilindustrie ein technisch und ökonomisch akzeptables Konzept für eine Brennstoffzelle für den mobilen Einsatz erarbeitet werden. Die Entwicklung der MCFC wird gemeinsam mit der EU in einem weiteren Projekt gefördert.

Energiespeicher

Zur Speicherung elektrischer Energie wurden in der Vergangenheit eine Vielzahl von elektrochemischen Systemen untersucht. Hiervon sind die NaS-Batterie und die NaNiCl₂-Batterie im Flottenversuch (Elektrofahrzeuge) auf Rügen zum Einsatz gekommen. Eine weitere vielversprechende Entwicklung ist die Li-Batterie, die zur Zeit ebenfalls gefördert wird. Zu thermischen Energiespeichern werden verschiedene Systeme untersucht. Dies sind u.a. Aquifere, dynamische Latentwärmespeicher und Hochtemperatur-Salzkeramiken.

Fernwärme

Als Ergebnis von Gesprächen mit der Fachwelt über noch vorhandenen F.u.E.-Bedarf im Bereich Fernwärme haben sich die folgenden Schwerpunkte herauskristallisiert. Sie werden in Zukunft im Rahmen des Förderkonzeptes 'Fernwärme 2000' gefördert.

- Begleitforschung für die Anwendung heutiger Technik bei bestehenden Systemen (Additive, Sanierung von Anlagen in den NBL, Umsetzung von Energiekonzepten)
- Querschnittsthemen für mittelfristige Entwicklungen (Wärmeverteilungssysteme, Betriebsoptimierung, Vakuum-superisolierte Fernwärmerohre)
- Längerfristige und neue Möglichkeiten für die Fernwärme (Kälteerzeugung, Solar-Fernwärme Verbünde, Strukturoptimierung großer Fernwärmesysteme, Mobile Fernwärme)

Rationelle Energieverwendung in Haushalt und Kleinverbrauch

Wesentliche Ergebnisse und Erkenntnisse, die für die Formulierung der Wärmeschutzverordnung und deren Novellierungen maßgeblich waren, wurden im Rahmen von verschiedenen BMBF-Projekten erzielt. Abb. 3 zeigt einen Vergleich zwischen den gesetzlichen Standards und den Wärmebedarfswerten der geförderten Niedrigenergiehäuser.

Die BMBF-Förderung in diesem Bereich umfaßt einsparende Gebäudetechniken sowie Systeme zur Wärmeversorgung, Lüftung und Klimatisierung. Im Rahmen von FuE-Projekten werden u.a. folgende Themen behandelt:

- Passive Nutzung von Solarenergie, d.h. Nutzung der Solarstrahlung zur Gebäudeheizung, Beleuchtung oder Klimatisierung unter ausschließlichen Einsatz bautechnischer Maßnahmen
- Verbesserung des Wärmeschutzes (Dämmung und Abdichtung)
- Verfahren und Instrumentarien zur energetischen Bewertung vorhandener Bausubstanz
- Klimatisierung einschließlich Lüftung und Wärmerückgewinnung
- Fortgeschrittene Heizungssysteme einschließlich Wärmepumpen

Ergänzend hierzu werden Systemerprobungen im Rahmen der folgenden Demonstrationsprogramme gefördert:

SOLARTHERMIE 2000 (NBL):

- Langzeitverhalten von thermischen Solaranlagen: Alterungsuntersuchungen an mehr als 100 Anlagen, die im Rahmen des öffentlich geförderten ZIP-Programmes (1978-1983) installiert wurden.
- Solarthermische Demonstrationsanlagen an öffentlichen Gebäuden: Inbetriebnahme der beiden ersten Solaranlagen von jeweils ca. 200 m² aktiver Absorberfläche in Wolgast (Kreiskrankenhaus) und in Jena (Seniorenzentrum). Trotz der etwas ungünstigen Flachdachaufstellung werden in Jena solare Nutzwärmekosten von nur 21 DPf/kWh erwartet.

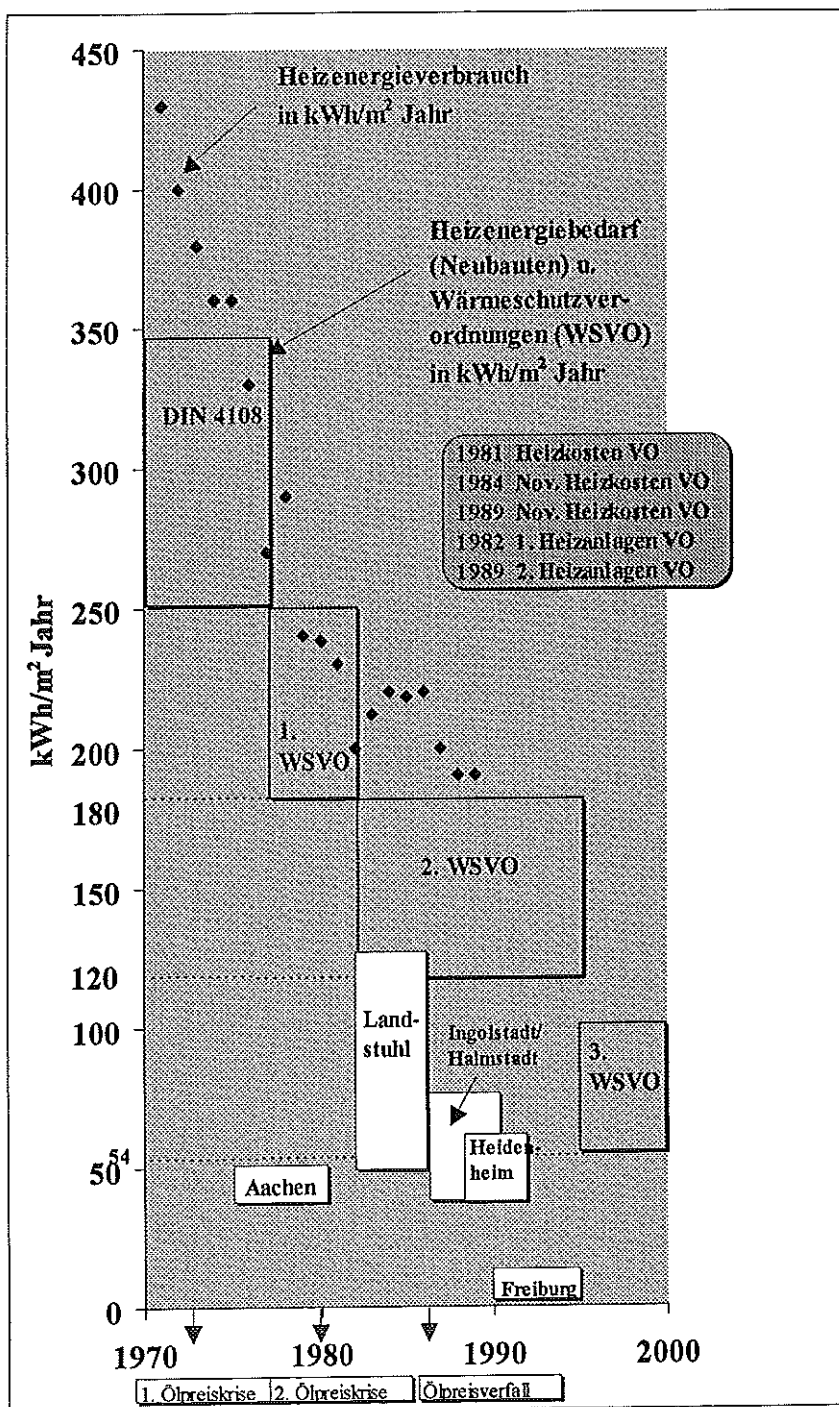


Abb. 3 Wärmeschutzverordnungen und Wärmebedarfswerte
von Niedrigenergiehäusern

- Solare Nahwärme: Baubeginn der beiden ersten großen Versuchs- und Demonstrationsanlagen in Friedrichshafen und in Hamburg. Kernstück der Anlagen sind saisonale Erdbecken-Heißwasserspeicher, die zur Wärmeversorgung von Neubausiedlungen aus Niedrigenergiehäusern dienen sollen

FÖRDERKONZEPT SOLAROPTIMIERTES BAUEN ('SOLAR BAU')

- Passive Solarsysteme und Komponenten: Entwicklung u. Erprobung von Materialien u. Systemen der passiven Solarenergienutzung und integrierte Bautechnik
- Solaroptimierte Gebäude mit minimalem Energiebedarf: Errichtung von 25 Prototyp-Gebäuden als forschungsintensive Demonstrationsobjekte. Die 1995 erarbeiteten Rahmenbedingungen sehen vor, daß mit den Neubauten (Nicht-Wohnungsbau, mindestens 1000 m² beheizte Grundfläche) ein Gesamtenergiebedarf (einschließlich Elektrizität) von 70 kWh/m² a unterschritten werden soll.

Energiesparende Industrieverfahren

In diesem Bereich hat sich in den vergangenen Jahren ein Wandel in der Förderstrategie vollzogen. Während es sich in den 70er und 80er Jahren als sinnvoll erwies, Produktionsprozesse innerhalb eines Industriesektors stufenweise auf einen möglichen FuE-Bedarf hin zu analysieren und ggf. neue Entwicklungen zu fördern, konzentrieren sich die BMBF-Aktivitäten in den letzten Jahren vermehrt auf die Weiterentwicklung von branchenübergreifenden Querschnittstechnologien. Ansatzpunkte hierfür liegen z.B. im Bereich mechanischer und thermischer Trennverfahren, in der Abwärmenutzung, oder aber bei Zerkleinerungsverfahren. Darüber hinaus bildet die Verbesserung von Industriebrennern und Industrieöfen ein nennenswertes Energieeinsparpotential.

Systemanalyse

Im Rahmen der Umsetzung mehrerer Kabinettsbeschlüsse der Bundesregierung zur Reduktion von Treibhausgas-Emissionen wurde im Zeitraum von Anfang 1991 bis Ende 1994 das Projekt IKARUS (Instrumente für Klimagas-Reduktionsstrategien) gefördert. Darin wird ein aus Modellen, Datenbanken und diversen Analysewerkzeugen (Tools) bestehendes Instrumentarium entwickelt, mit dessen Hilfe alternative Handlungsabfolgen zur Reduktion von Klimagas-Emissionen mit dem Zeithorizont bis 2020 simuliert und bewertet werden können. Unter Projektleitung der KFA haben verschiedene Institute und Firmen eine umfangreiche Technikevaluierung und Datenrecherche vorgenommen. Diese Daten wurden in einer Technik- und Rahmendatenbank, die vom Fachinformationszentrum FIZ, Karlsruhe aufgebaut worden ist, als Informationssystem zusammengestellt. Das ebenfalls zum Instrumentarium gehörende lineare Optimierungsmodell gestattet die Berechnung optimaler Einsatzvolumina dieser Techniken unter vorgegebenen Randbedingungen.

Die Aufwendungen für die Förderung die Bereiche der regenerativen Energiesysteme und der rationellen Energieverwendung betrugen (Tab. 4):

Angaben in Mio DM	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Photovoltaik - Projektförderung	91,6	101	90,4	81,9	56,4	58
Photovoltaik - indirekt-spezifische Förderung	0,3	3	20,7	30,8	10	-
Windenergie - Projektförderung	18,1	9,8	9,3	7,4	11	6,9
Windenergie - indirekt-spezifische Förderung	3,8	8	16,4	24,8	27,3	32
Systeme für südliche Klimabedingungen	34,1	42,4	35,7	34	26	23,5
Biol. Energiegewinnung	8,5	16	25,1	6	5,2	-
Geothermie	5,6	6,6	5	4,6	5,7	3,7
Querschnittsaktivitäten	8,7	10	11,7	15,9	9,6	12,8
Sekundärenergiesysteme	21,6	17,1	13,4	10,4	10,4	7,5
Wasserstoff	18,1	23,2	20,8	23,2	28,5	23,6
Energiesparende Industrieverfahren	12	16,6	12,2	13,4	13,7	10,4
REV Haushalt u. Kleinverbrauch	22,2	22,4	25,7	25,6	29,8	32,8
Solarenergie - indirekt spezifische Förderung					1	3,5
Großforschungseinrichtungen	44,9	54,8	85,2	67,5	78,1	77,6
Summe	289,4	330,8	371,5	345,4	312,6	292,1

Tab. 4

3 Abschlußbemerkung

Die Auswahl der hier aufgeführten Förderschwerpunkte und Beispiele für die BMBF-Projektförderung erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit, sondern sie beabsichtigt lediglich, einen Eindruck über die Vielfalt von geförderten Themen und Maßnahmen zu vermitteln.

Ferner sei darauf hingewiesen, daß neben der Förderung durch das BMBF auch die einzelnen Bundesländer Förderprogramme mit individuellen Schwerpunkten aufweisen. Darüber hinaus wurde kürzlich eine neue BMWi² - Richtlinie zur Unterstützung der Markteinführung regenerativer Anlagen veröffentlicht. Ebenfalls im marktnahen Bereich fördert die Deutsche Bundesstiftung für Umwelt (DBU).

Flankierend zu den nationalen Aktivitäten wird die nichtnukleare Energieforschung im EU-Bereich im Rahmen von vier Förderprogrammen unterstützt:

JOULE (Forschung u. Entwicklung)

THERMIE (Demonstration und Verbreitung)

ALTENER (Unterstützung zur Markteinführung von Maßnahmen bei EE)

SAVE (Unterstützung zur Markteinführung von Maßnahmen der REV)

Weitere Informationsstellen:

Nichtnukleare Energieforschung	Forschungszentrum Jülich Projektträger BEO 52425 Jülich
Reaktorsicherheitsforschung	Gesellschaft für Reaktorsicherheit (GRS) mbH Postfach 10 16 50 Schwertnergasse 1 50667 Köln
Neue Energietechniken, nachwachsende Rohstoffe u. Umweltthemen	BINE Bürgerinformationsdienst Meckenstr. 57 53129 Bonn

² Bundesministerium für Wirtschaft

Förderprogramme der Europäischen Union auf dem Gebiet der nichtnuklearen Energien

Dipl.-Ing. Degenhard Peisker

Forschungszentrum Jülich GmbH
Projektträger Biologie, Energie, Ökologie¹
D-52425 Jülich

1 Übersicht zum Vierten Rahmenprogramm der EU (1994 - 1998)²

Fördermaßnahmen der Europäischen Union (EU)

Die Europäische Union fördert im Rahmen ihrer Gemeinschaftsaufgaben Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsvorhaben. Außerhalb des Rahmenprogramms werden auch Maßnahmen zur Markteinführung sowie Verbreitungsmaßnahmen gefördert.

Allgemeine Ziele

der Forschungsförderung sind:

- Stärkung der wissenschaftlichen und technologischen Grundlagen der Industrie der Gemeinschaft;
- Förderung der Entwicklung ihrer internationalen Wettbewerbsfähigkeit;
- Unterstützung für alle Forschungsmaßnahmen, die aufgrund des EU-Vertrages (Maastricht) für erforderlich gehalten werden.

Grundlage der Förderung

sind Rahmenprogramme, in denen die grundsätzlichen wissenschaftlichen Zielsetzungen der Gemeinschaft für einen Zeitraum von jeweils mehreren Jahren festgelegt werden.

Im April 1994

wurden das 4. Rahmenprogramm Forschung vom Rat der EU (Ministerrat) und dem Europäischen Parlament (EP) und das Rahmenprogramm der Europäischen Atomgemeinschaft (EURATOM) vom Rat der EU mit einem Fördervolumen von insgesamt 12,3 Mrd. ECU beschlossen (Laufzeit 1994 - 1998).

¹ Nationale Kontaktstelle für die Programme Nichtnukleare Energien (JOULE-THERMIE), ALTENER, SAVE

² Bei der Abfassung des Vortrages sind als Quellen öffentlich verfügbare Informationsbroschüren der Europäischen Kommission sowie Darstellungen des Bundesministeriums für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie zu den angesprochenen Fördermaßnahmen benutzt worden.

Aufgrund des Beitritts

von Österreich, Finnland und Schweden (zum 01.01.96) hat der Rat der EU im Oktober 1995 beschlossen, das 4. Rahmenprogramm und das EURATOM-Rahmenprogramm um insgesamt 6,5% (800 Mio. ECU) auf 13,1 Mrd. ECU aufzustocken.

Konkretisiert

wird das 4. Rahmenprogramm durch *spezifische Programme* zur Forschungsförderung, die 1994 verabschiedet wurden sowie durch die dazugehörigen Arbeitsprogramme. Die Umsetzung der spezifischen Programme erfolgt durch Aufrufe (Ausschreibungen) zur Einreichung von Vorschlägen.

Die Struktur

des 4. Rahmenprogramms einschließlich des EURATOM-Rahmenprogramms weist vier Aktionsbereiche aus.

4. Rahmenprogramm		Mio. ECU
Erster Aktionsbereich	Programme für Forschung, technologische Entwicklung und Demonstration	10.045
Zweiter Aktionsbereich	Zusammenarbeit mit Drittländern und internationalen Organisationen	575
Dritter Aktionsbereich	Verbreitung und Verwertung der Ergebnisse	352
Vierter Aktionsbereich	Förderung der Ausbildung und Mobilität der Forscher	792
EURATOM-Rahmenprogramm	(zu 1. Aktionsbereich)	1336
GESAMT		13.100

Im Aktionsbereich 1

sind sämtliche Maßnahmen der Gemeinschaft zur Förderung von Forschung, technologischer Entwicklung und Demonstration zusammengefasst. Die spezifischen Programme gliedern sich in sieben Hauptthemen:

Aktionsbereich I (einschl. EURATOM)		Mio. ECU
I	Informations- und Kommunikationstechnologien	3.626
II	Industrielle Technologien	2.125
III	Umwelt	1.150
IV	Biowissenschaften	1.674
V	Energie, davon: Nichtnukleare Energien (1.067) Nukleare Energien (1336)	2.403
VI	Verkehr	256
VII	Sozioökonomische Schwerpunktforschung	147
Gesamt		11.381

Das EURATOM - Rahmenprogramm (1994 - 1998)

Die Aktivitäten zur Nuklearforschung werden unter dem EURATOM-Rahmenprogramm in zwei spezifischen Programmen durchgeführt:

- **Sicherheit der Kernspaltung (NFS 2)** **127 MECU**
- **Kontrollierte Thermonukleare Fusion (FUSION 12C)** **794 MECU**

Weitere Mittel stehen für Aktivitäten der Gemeinsamen Forschungstelle der Europäischen Atomenergie Gemeinschaft (1995 - 1998) bereit.

Das **Gesamtbudget** weist ein Volumen von **1.336 MECU** aus, mit einer Option zur weiteren Aufstockung auf 1.441 MECU .

Das Programm Sicherheit der Kernspaltung (NFS 2)

Ziel

der Forschung über Kernspaltung ist ein Gesamtkonzept für die nukleare Sicherheit, mit dem die vielfältigen Aspekte des Themas - von der Nutzung der Kernenergie bis hin zur Anwendung in der Medizin - gebündelt angegangen werden. So werden Forschungsarbeiten in folgenden fünf Themenkreisen durchgeführt:

Maßnahmenbereiche und Budget

- „*Erforschung neuer Konzepte*“ 6,3 MECU
 - Reaktorsicherheit,
 - Entsorgung langlebiger Radionuklide
 - Gefahren der Abzweigung von Spaltmaterial
- „*Reaktorsicherheit*“ 29 MECU
 - besseres Verständnis schwerer Unfälle,
 - Ausbau der Sicherheitssysteme
 - Unfallverhütung.
- „*Handhabung und Entsorgung der Nuklearabfälle*“ 37,8 MECU
 - Lagerung langlebiger Nuklearabfälle
 - Demontage von Nuklearanlagen
- „*Strahlenbelastung für Mensch und Umwelt*“ 43,4 MECU
 - Wirkung ionisierender Strahlen
 - Sicherheitsnormen für den Schutz der Menschen
- „*Altlasten*“ 10,5 MECU
 - Kooperationsprojekte mit den mittel- und osteuropäischen Ländern und der GUS zu
 - Strahlenschutz,
 - Abfallentsorgung
 - Standortsanierung

Termine

Zur Umsetzung des Programms wurden bisher zwei Einreichungsverfahren durchgeführt. Lediglich für konzertierte Aktionen und die Unterstützung thematischer Netzwerke besteht noch die Möglichkeit zur Einreichung von Vorschlägen bis November 1997.

Nationaler Ansprechpartner zu NFS 2:

Dr. Sameith Bundesministerium für Bildung,
Wissenschaft, Forschung und
Technologie, Referat 415

Tel.: 0228- 57-3742

53170 Bonn

Das Programm „Kontrollierte Thermonukleare Fusion“ (FUSION 12C)

Ziel

dieser FTE-Aktion ist die gemeinsame Errichtung sicherer und umweltverträglicher Reaktortypen. Sie faßt alle Arbeiten der Mitgliedstaaten (einschließlich Schwedens und der Schweiz) zur kontrollierten Kernfusion mit magnetischem Einschluß in einem einzigen Programm zusammen.

Da die Fusion eine praktisch unerschöpfliche potentielle Energiequelle darstellt und unweitpolitisch und sicherheitstechnisch große Vorzüge aufzuweisen hat, stellt sie eine der bedeutendsten Energieoptionen für das nächste Jahrtausend dar.

Mit der weltweit größten Fusionsanlage, des JET (Joint European Torus) konnte sich Europa bei der internationalen Fusionsentwicklung eine führende Stellung sichern und so für einzelne europäische Staaten die Teilnahme an der weltweiten Zusammenarbeit für den Versuchsreaktor ITER („International Thermonuclear Experimental Reactor“) ermöglichen.

Für ITER ist die Phase des detaillierten Konstruktionsentwurfs angelaufen. ITER ist die internationale Version des „Next Step“, der im Anschluß an JET aufzeigen soll, daß der Nutzen der Fusionsenergie zu friedlichen Zwecken wissenschaftlich und technisch realisierbar ist. Nächste Etappe wird ein Demonstrationsreaktor sein, „DEMO“, der beträchtliche Mengen Elektrizität erzeugen soll.

Maßnahmenbereiche

Folgende drei Themen werden im Zeitraum 1994 - 1998 im Mittelpunkt stehen:

- „*Next Step*“: Dabei soll das Projekt zum Bau und Betrieb der nächsten Phase abgeschlossen und die Grundlage für den Bau von ITER geschaffen werden.
- „*Konzeptverbesserungen*“: Forschungsarbeiten zu „Next Step“ und DEMO im Bereich von Plasmaphysik und Plasmatechnologie (Plasma-Wand-Wechselwirkung, Heizung und Stromtrieb, usw.).
- „*Langfristige Technologie*“: Entwicklung künftiger Reaktoren; dabei werden Sicherheitsaspekte, Umweltbelastung und gesellschaftliche Akzeptanz der Fusionsenergie einbezogen.

Die Beteiligung der Industrie an diesen Arbeiten wird intensiv gefördert. Weiteres Ziel ist die Ausweitung der internationalen Zusammenarbeit über ITER hinaus.

Budget

Für den gesamten Bereich der Forschungsarbeiten zur kontrollierten thermonuklearen Fusion stehen insgesamt 794 MECU zur Verfügung. Die Umsetzung des Programms erfolgt im Rahmen von festgelegten Arbeitsprogrammen, die unter den beteiligten Mitgliedstaaten

vereinbart wurden. Anders als üblich werden keine öffentliche Aufrufe zur Einreichung von Vorschlägen durchgeführt.

Nationaler Ansprechpartner zu **FUSION 12 C**:

Dr. von Krosigk	Bundesministerium für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie, Referat 414	Tel.: 0228- 57-3745
53170 Bonn		

2 Das Spezifische Programm „Nichtnukleare Energien / JOULE-THERMIE“

Unter dem Dach des Vierten Rahmenprogramms Forschung der EU erfolgte die gemeinsame und koordinierte Festlegung des spezifischen Programms „Nichtnukleare Energien“ durch die für Forschung zuständige **Generaldirektionen XII** und die für Energie zuständige **Generaldirektion XVII**. Zunächst unter dem Akronym CEET (Clean and Efficient Energy Technologies) wurden dann doch die etablierten Kürzel der Vorläuferprogramme JOULE und THERMIE als Akronym ausgewählt.

ZIELE

Ausgehend von den Ergebnissen eines 1993 veranstalteten europäischen Wirtschaftsseminars zu Fragen der Energieforschung bestehen die wichtigsten Zielsetzungen des JOULE-THERMIE-Programms im Bereich der nichtnuklearen Energien darin, die Versorgungssicherheit im Energiebereich im weitesten Sinne zu erhöhen, d.h. dauerhafte und zuverlässige Energiedienstleistungen zu annehmbaren Preisen und Bedingungen zu gewährleisten, und durch die gleichzeitige Verringerung der negativen Auswirkungen der Energieerzeugung bzw. -nutzung, darunter vor allem der CO₂-Emissionen, dem hohen Stellenwert des Umweltschutzes Rechnung zu tragen.

Ausgehend von diesem Grundanliegen will JOULE-THERMIE auch einen Beitrag zur Verwirklichung weiterer wichtiger Ziele der EU leisten, so beispielsweise zur Stärkung der technologischen Basis der Energiewirtschaft - die sich wiederum günstig auf die Wirtschafts- und Beschäftigungslage und das Exportpotential auswirkt -, zur Festigung des sozialen und wirtschaftlichen Zusammenhalts und zum Ausbau der Zusammenarbeit mit Drittländern (insbesondere MOEL und Entwicklungsländer).

JOULE-THERMIE vereint in sich sowohl FuE-Aktivitäten als auch Aktionen zur Demonstration, die zuvor im Rahmen der Programme JOULE und (teilweise) THERMIE getrennt durchgeführt wurden.

Hinzu gekommen ist eine neue Aktivität, nämlich die Unterstützung einer allgemeinen Energie-FTE-Strategie für die interdisziplinäre Anwendung in den Bereichen Energie, Umweltschutz und Wirtschaft. Selbstredend ist diese Strategie nicht auf die Aktivitäten im Bereich der

nichtnuklearen Energie beschränkt, sondern erstreckt sich auch auf die Sicherheit der Kernenergie und auf die Nutzung der thermonuklearen Fusion als langfristige Alternative. Das Programm JOULE-THERMIE richtet sich auf den nichtnuklearen Bereich und unterstützt die Entwicklung einer energierelevanten FTE-Strategie. Für die beiden anderen genannten Themen, d.h. Sicherheit der Kernspaltung und Kernfusion, gelten getrennte spezifische Programme.

MASSNAHMEN

BEREICH 1 FTE - STRATEGIE IM ENERGIEBEREICH

Ziel in diesem Bereich ist die Erarbeitung einer europäischen FTE-Strategie im Energiebereich, in die sämtliche energierelevante Themen, insbesondere Umweltfragen und die globale, regionale und lokale wirtschaftliche Entwicklung Eingang finden.

Schwerpunkte sind:

- 1.1 Globale Analyse der Alternativen für die FTE-Politik im Energiebereich
- 1.2 Sozio-ökonomische Forschung für den Energiebereich
- 1.3 Modellierung
- 1.4 Forum für Energie, Umwelt und Wirtschaft
- 1.5 Synergien
- 1.6 Methoden zur Förderung von Technologien

BEREICH 2 RATIONELLE ENERGIEGENUTZUNG

Entscheidende Voraussetzungen für die Reduzierung der Abhängigkeit von Energieimporten und für die Verminderung der Umweltbeeinträchtigung sind die Senkung des Energieverbrauchs und die Unterstützung bei der Markteinführung innovativer und sauberer Technologien mit hohem Wirkungsgrad. Dieser Bereich umfaßt Maßnahmen zur Erhöhung des Wirkungsgrades im Verbrauchsbereich.

Schwerpunkte sind:

- 2.1 Rationelle Energienutzung im Gebäudebereich
- 2.2 Rationelle Energienutzung in der Industrie
- 2.3 Energiewirtschaft und Brennstoffzellen
- 2.4 Rationelle Energienutzung im Verkehrssektor

BEREICH 3 ERNEUERBARE ENERGIEN

Das Hauptanliegen in diesem Bereich ist die Schaffung der Voraussetzungen für die Einführung erneuerbarer Energien und die Förderung der Nutzung durch den Energiesektor, woraus sich erhebliche Vorteile im Hinblick auf Umweltschutz, CO₂-Emissionen und die langfristige Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Energiebereich ergeben. Darüber hinaus werden neue Initiativen zur Förderung der Integration der erneuerbaren Energien in die Wirtschaft und das tägliche Leben der Gesellschaft unternommen.

Schwerpunkte sind:

- 3.1 Integration erneuerbarer Energien
- 3.2 Solarenergienutzung durch photovoltaische Umwandlung
- 3.3 Erneuerbare Energien in Gebäuden
- 3.4 Windenergie
- 3.5 Biomasse und Abfälle
- 3.6 Wasserkraftanlagen
- 3.7 Geothermische Energie
- 3.8 Energiespeicherung und sonstige Bereiche

BEREICH 4 FOSSILE BRENNSTOFFE

Die FTE-Maßnahmen der Gemeinschaft sollten zu einer Verringerung sämtlicher Emissionen sowie zur Erhöhung des Umwandlungswirkungsgrades und der rationellen Nutzung fossiler Energieträger führen und die Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken auf der Basis fossiler Brennstoffe verbessern. Die Aktivitäten in diesem Bereich richten sich auf die Verbesserung von Energieumwandlungssystemen auf Kohlebasis mit dem Ziel der Eindämmung der Umweltbelastung, Grundlagenforschung und sektorübergreifende Arbeiten zur Verbrennungstechnologie, verbesserte Kohlenwasserstoffe als Kraftstoffe für den Verkehrssektor und verbesserte Erkundungsverfahren für einheimische Kohlenwasserstoffressourcen. Die Unterstützung im Rahmen des Demonstrationsprogramms betrifft sämtliche wichtige fossilen Energieträger, d.h. feste Brennstoffe, Erdöl und Erdgas. Die Maßnahmen werden sich auf ausgewählte Themenstellungen richten, um so der europäischen Technologie zum verstärkten Durchbruch zu verhelfen.

Schwerpunkte sind:

- 4.1 Saubere Technologien für feste Brennstoffe
- 4.2 Generische Verbrennung
- 4.3 Neue Kraftstoffe im Verkehrswesen
- 4.4 Kohlenwasserstoffe

BEREICH 5 VERBREITUNG VON ENERGIETECHNOLOGIEN

Es ist dringend erforderlich, daß die Gemeinschaft die Nutzung von Energietechnologien und die Bewertung von FTE-Ergebnissen unterstützt. Ziel dieser Maßnahme ist es, den breitestmöglichen Einsatz der zur Verfügung stehenden besten Energietechnologien einzuleiten und zu fördern sowie dazu beizutragen, daß sie sich auf dem Markt weiter durchsetzen. Mit diesen Maßnahmen (z.B. das IRC³- oder das OPET-Netzwerk) wird die im Vierten Rahmenprogramm vorgesehene 3. Aktivität „Verbreitung und Verwertung der Ergebnisse“ ergänzt. Sie werden auf konkrete Energietechnologien ausgerichtet sein, sobald diese sich in der Demonstrationsphase bewährt haben.

Die verschiedenen Aspekte der Verbreitung betreffen Marktsegmentanalysen ebenso wie die Erarbeitung von Informationsmaterial, die Informationsverbreitung, Aktivitäten der Beratung und Förderung, Ausbildung/Schulung, die Entwicklung geeigneter Finanzierungsmechanismen

³ Information Relay Center (IRC), Organisations for the Promotion of Energy Technologies (OPET)

und die Stärkung der mit der Verbreitung befaßten Organisationen, d.h. des OPET-Netzwerkes.

Verteilung der Finanzmittel

Ein Übersicht der indikativen Verteilung der Finanzmittel zur Förderung in den drei Themenbereichen für FuE-Projekte (JOULE) sowie Demonstrationsmaßnahmen (THERMIE) ist in der folgende Tabelle dargestellt.

Bereich	Gesamt	JOULE	THERMIE
Rationelle Energienutzung	261 MECU	116 MECU	145 MECU
Erneuerbare Energien	435 MECU	271 MECU	164 MECU
Fossile Energieträger	272 MECU	50 MECU	222 MECU
Gesamt	968 MECU	437 MECU	531 MECU

Weiterhin sind Mittel für die Förderung von Maßnahmen in den Bereichen FTE-Strategien (bis zu 58 MECU) und Verbreitung (bis zu 48 MECU) vorgesehen. Die Bereitstellung dieser Mittel geht zu Lasten der oben genannten drei Hauptbereiche.

Das Programmbudget umfaßt zusätzlich noch Mittel für die Finanzierung gemeinschaftlicher Forschungseinrichtungen (GFS ISPRA; GFS Karlsruhe) , die in obiger Darstellung nicht mehr ausgewiesen sind.

Allgemeine Randbedingungen

Einige Hinweise zu Anforderungen und Kriterien die für eine erfolgreiche Antragstellung beachtet werden sollten sind:

- Übereinstimmung mit den Zielen, Arbeitsinhalten und Anforderungen des Programms
- Transnationale Kooperation in einem Konsortium
- Wissenschaftlich-technische Exzellenz und Innovationsfähigkeit des Vorhabens
- Europäische Dimension / Nutzen für die Gemeinschaft
- Vorwettbewerblicher / marktnaher Charakter der Arbeiten
- Wissenschaftlicher, technischer und wirtschaftlicher Nutzen

Die Förderung von ausgewählten Projekten erfolgt auf Kostenteilungsbasis. Im Teilprogramm JOULE kann der Anteil der EU bis zu 50% an den bezuschussfähigen Kosten betragen (für Hochschulen bis zu 100% der Zusatzkosten). Das Teilprogramm THERMIE fördert das Antragskonsortium bis maximal 40%.

Bei Forschungs- und Entwicklungsprojekten werden die Umsetzungsaussichten durch Einbindung von Industriepartnern gesichert. Bei den industriell und marktnah ausgerichteten Demonstrationsprojekten muß die Forschungs- und Entwicklungsphase abgeschlossen sein und eine Aussicht auf eigenständige Umsetzung, Vermarktung und Weiterverbreitung der Technologie nach erfolgreicher Demonstration bestehen.

Ausschreibungstermine

Die nächste Ausschreibung des Spezifischen Programms Nichtnukleare Energien / JOULE-THERMIE erfolgt im September 1996. Aktuelle Informationsunterlagen sind direkt von der Kommission zu beziehen, unter der Adresse:

für Forschungsprojekte:

für Demonstrationsprojekte:

Europäische Kommission Generaldirektion XII - F JOULE Rue de la Loi 200 B- 1049 Brüssel	Europäische Kommission Generaldirektion XVII - Energie THERMIE 1996 Ave. de Tervuren 226 -236 B- 1150 Brüssel
---	---

Abgabeschluß für eine Antragstellung wird voraussichtlich der **31. Januar 1997** sein.

Ergebnisse der ersten Ausschreibung

Einen Einblick in die Ergebnisse der ersten Ausschreibung im Teilprogramm JOULE gibt die folgende Tabelle:

JOULE III Bereich	Anträge	Projekte		Förderung
	Anzahl	Anzahl	mit DE	mit DE (%)
FTE-Strategien	67	13	10	77
Ration. Energienutzg.	172	47	32	68
Erneuerbare Energien	563	94	55	59
Fossile Energieträger	136	27	15	56
Gesamt	938	181	112	62
				191

Schwerpunkt der Antragstellung war klar der Sektor „Erneuerbare Energien“ (50%). Eine besonders hohe Beteiligung von deutscher Seite wird an Projekten im neuen Themenbereich „FTE-Strategien“ erfolgen, in drei von vier Projekten sind deutsche Partner eingebunden. Allgemein ist die deutsche Beteiligung an erfolgreichen Projekten mit 62% beachtlich. Aufgrund des zur Verfügung stehenden Budgets konnte andererseits nur etwa jeder fünfte Antrag erfolgreich das Verfahren durchlaufen.

Im Teilprogramm THERMIE ergaben sich für die Ausschreibung 1995 folgende Ergebnisse:

THERMIE '95 Bereich	Anträge Anzahl	Projekte			Förderung MECU
		Anzahl	mit DE	mit DE (%)	
Ration. Energienutzg.	136	50	18	36	29
Erneuerbare Energien	170	57	25	44	29
Fossile Energieträger	84	43	7	16	51
Gesamt	390	150	50	33	110

Deutlich wird auch hier das große Interesse an Vorhaben auf dem Gebiet der „Erneuerbaren Energien“. Bei der Mittelbereitstellung ergibt sich ein anders gewichtetes Bild. Bedingt durch die hohe Kostenintensität bei der Demonstration von Technologien im Sektor „Fossile Energieträger“ und der Effizienz in der CO₂-Reduktion dieser Technologien, wird der Hauptanteil der Mittel diesem Bereich eingesetzt.

Auf detaillierte Angaben zum Bereich „Verbreitung“ in THERMIE wird aus Gründen des andersartigen Charakters der Arbeiten und der fehlenden Vergleichbarkeit zu JOULE verzichtet.

Nationaler Ansprechpartner

zu THERMIE:

Dr. Helmut Pfrüner	Forschungszentrum Jülich GmbH, Projekträger Biologie, Energie, Ökologie	Tel.: 02461-61-3883 Fax.: 02461-61.2880 email: h.pfruener@kfa-juelich.de
	D-52425 Jülich	

zu JOULE:

Dipl.-Ing. Degenhard Peisker	Forschungszentrum Jülich GmbH, Projekträger Biologie, Energie, Ökologie	Tel.: 02461-61-3266 Fax.: 02461-61.2880 email: d.peisker@kfa-juelich.de
	D-52425 Jülich	

3 Weitere Fördermaßnahmen

Im Bereich der „Nichtnuklearen Energien“ führt die Generaldirektion XVII der Europäischen Kommission, außerhalb des Rahmenprogramms, die Programme „ALTENER“ und „SAVE“ durch.

Mit diesen Programmen unterstützt die Gemeinschaft die Umsetzung von Ergebnissen des technologisch orientierten, Vierten Rahmenprogramms sowie auch die einzelstaatlichen

Initiativen der Mitgliedstaaten auf den Gebieten „Erneuerbare Energien“ und „Energiesparende Maßnahmen“.

Das Programm ALTENER (1993 - 1997)

ALTENER ist ein Programm zur Vergrößerung des Marktanteils erneuerbarer Energien.

Zielsetzung

Ziel der Europäischen Union ist es, bis zum Jahr 2000 die Stabilisierung der Kohlendioxid (CO₂)-Emissionen auf der Basis von 1990 zu erreichen. Durch stärkere Nutzung der erneuerbaren Energiequellen soll mit ALTENER (= ALternative ENERgien) hierzu ein Beitrag geleistet werden. Für die Laufzeit 1993-1997 stehen insgesamt rd. 40 Mio. ECU zur Verfügung.

Konkrete Ziele des Programms sind:

- die Verdoppelung des Beitrags erneuerbarer Energiequellen an der Deckung des Gesamtenergiebedarfs von 4% in 1991 auf 8% im Jahr 2005
- die Verdreifachung der Elektrizitätsproduktion aus erneuerbaren Energiequellen
- das Erreichen eines Marktanteils der Biokraftstoffe von 5% des gesamten Kraftstoffverbrauches für Kraftfahrzeuge.

Gefördert werden ausschließlich Maßnahmen zur Lösung nicht-technischer Aufgabenstellungen in den Bereichen Leistungsstandards, pränormative Arbeiten, sektorale Pilotaktionen, Finanzinstrumente, etc.. Für technische Lösungsansätze wird auf das Programm JOULE/THERMIE verwiesen.

Themenbereiche:

Beispiele von Förderschwerpunkten für sektorspezifische Aktionen sind:

- Pilotaktionen zur Einführung von Ausbeutegarantien,
- Konzepte für lokale Entwicklungspläne zur Erschließung erneuerbarer Energiequellen,
- Einrichtung und Verbesserung der Infrastruktur in den Mitgliedsstaaten für die Erstellung von pre-feasibility-Studien,
- Aus- und Fortbildungs- sowie Informationsmaßnahmen für Nutzer und Anwender im Bereich erneuerbarer Energien.

Daneben werden auch Studien (TERES), Netzwerke (ALTENER-Informationsmanagement, Biomassenutzung), pränormative Untersuchungen (Solarkollektoren, Biodiesel), u.a. im Rahmen des Programms gefördert.

Ausschreibung

Es findet jährlich (i.d.R. im Dezember) eine Ausschreibung ausgewählter Schwerpunkte statt. Nach einer nationalen Vorkoordinierung, erfolgt die Projektauswahl auf europäischer Ebene bei der zuständigen Generaldirektion XVII (Energie).

Die Förderung erfolgt auf Kostenteilungsbasis bei einer Förderquote von 30-50% der anrechenbaren Kosten. Die Kumulierung mit öffentlichen Mitteln aus den Mitgliedstaaten ist möglich und gewünscht.

Die Kommission fördert bevorzugt Pilotvorhaben und Projekte, die in mehreren Mitgliedstaaten mit Partnern aus verschiedenen Mitgliedsländern durchgeführt werden.

Nicht gefördert werden technologische Innovationen und Technologien mit geringem Verbreitungspotential, Vorhaben mit einem hohen Investitionsanteil bzw. reine Investitionsvorhaben sowie standort- und technologiespezifische Machbarkeitsstudien.

Nationaler Ansprechpartner:

Dipl.-Ing. Forschungszentrum Jülich GmbH,
Degenhard Peisker Projektträger Biologie, Energie,
 Ökologie

D-52425 Jülich

Tel.: 02461-61-3266
Fax.: 02461-61.2880
email:
d.peisker@kfa-juelich.de

Das Programm SAVE (1991 - 1995)

SAVE ist ein Programm zum effizienteren Energieeinsatz am Markt.

Zielsetzung

SAVE (= Specific Actions for Vigorous Energy Efficiency) ist ebenfalls eine Gemeinschaftsstrategie zur Stabilisierung der Kohlendioxidemissionen bis zum Jahr 2000 auf der Basis von 1990. Mit dieser gemeinsamen Strategie soll eine effizientere Energienutzung in allen Energieverbrauchssektoren, eine rationellere Energieproduktion sowie eine Verringerung des Kraftstoff- und Brennstoffverbrauchs erreicht werden.

Das Programm SAVE umfaßt drei Hauptbereiche

- gesetzgeberische und administrative Maßnahmen (Richtlinien, Verordnungen)
- Unterstützung von Pilotaktionen und Projekten
- Informationsdienste und Informationsverbreitung

mit drei sich ergänzenden Maßnahmenarten nach

- technikorientierten,
- ökonomisch-finanziellen und
- verhaltens- und verbraucherorientierten Aspekten.

Die Mitgliedstaaten der Europäischen Union treffen geeignete eigene Maßnahmen auf den wesentlichen Energieverbrauchssektoren, damit auf lange Sicht eine wesentlichere Reduzierung der Kohlendioxidemissionen erzielt werden kann.

Zur Zeit wird das Anschlußprogramm SAVE II (1996 - 2000) verabschiedet. Damit verbunden erfolgt eine Erweiterung des Arbeitsprogramms, z.B. die Stärkung der Infrastruktur von Energieberatungsagenturen in den Mitgliedstaaten und der assoziierten Staaten (Mittel- / Osteuropa, Mittelmeerländer).

Themenbereiche

Die Sektoren Elektrogeräte, Transportwesen, Industrie, Bauwirtschaft, Privathaushalte, Verbraucherverhalten und Ausbildung wurden als besonders geeignete Bereiche für zielführende Maßnahmen der Energieeffizienzverbesserung ausgewählt.

Die Generaldirektion Energie der Europäischen Kommission hat z.B. für 1996 in Übereinstimmung mit den Mitgliedstaaten des SAVE-Programms folgende Themen für Pilotvorhaben genannt:

- Verkehrs- und Transportsektor
- Haushaltsgeräte/Kennzeichnung des Energieverbrauchs
- Planungsinstrumente für Lastmanagement,
- Planungsinstrumente für Altbausanierung,
- Energieausweis für Gebäude und Endverbrauch (Elektrizität, Wärme)
- Energiebilanzen und Energiemanagement für kleine und mittlere Unternehmen
- Drittfinanzierung für Energiesparvorhaben im öffentlichen Sektor
- Kraft-Wärme-Kopplung
- Ausbildung, Weiterbildung und Training, Informationsdienste und Verbreitung von SAVE-bezogenen Informationen

Die Kommission fördert bevorzugt Pilotvorhaben und Projekte, die in mehreren Mitgliedstaaten mit Partnern aus verschiedenen Mitgliedsländern durchgeführt werden. Nicht gefördert werden technologische Innovationen und Technologien mit geringem Verbreitungspotential, Vorhaben mit einem hohen Investitionsanteil bzw. reine Investitionsvorhaben, standort- und technologiespezifische Machbarkeitsstudien.

Mittel

Das gesamte Fünf-Jahres-Budget (1991 -1995) betrug 35 Mio. ECU (etwa 70 Mio. DM), für 1995 wurden 3,5 Mio. ECU für Pilotprojekte bereitgestellt. Bis Dezember 1995, dem Ende des

SAVE-Programms, wurden etwa 250 Pilotvorhaben mit rund 25 Mio. ECU gefördert. Im Folgeprogramm SAVE II werden voraussichtlich 150 Mio. ECU zur Verfügung stehen

Ausschreibung

Jährliche Ausschreibungen zum November/Dezember, mit Einreichungsschluß drei Monate später zu wechselnden thematischen Schwerpunkten. Der Förderanteil der Kommission liegt zwischen 30 und 50 % der anrechenbaren Kosten für Pilotvorhaben. Mit einer Entscheidung bei Pilotvorhaben kann ab Juli/September des Finanzjahres gerechnet werden.

Nationaler Ansprechpartner

Dr. Helmut Pfrüner Forschungszentrum Jülich GmbH, Tel.: 02461-61-3883
Projektträger Biologie, Energie, Fax.: 02461-61.2880
Ökologie email: h.pfruener@kfa-
juelich.de
D-52425 Jülich

Das European Energy Network (EⁿR)

Diese Institution umfaßt eine informelle Vereinigung von Energieagenturen und Projektträgern, zu denen auch BEO zählt. Es umfaßt Organisationen aus 14 europäischen Ländern, einschließlich Österreich, Schweden, Finnland und Norwegen zusammen.

EⁿR ist von der Generaldirektion XVII (Energie) der Europäischen Kommission im Rahmen der Verbreitung von Informationen zum Programm ALTENER und SAVE, mit

- Informationsdiensten (Veranstaltungen, Konferenzen, Seminare etc.), mit
- Publikationen (Broschüren, Artikel, ect.) sowie mit dem
- Aufbau einer Datenbank zu ALTENER- und SAVE-Direktiven und Verordnungen in den Mitgliedsländern, einschließlich der Maßnahmen zu Pilotaktionen

beauftragt worden.

Darüber hinaus ist EⁿR auch in die Vorbereitung der Energieforschungspolitik für das künftige Fünfte Rahmenprogramm der EU eingeschaltet. So erarbeitet EⁿR einen

- Technologie-Atlas, der alle zur Verfügung stehenden Energietechnologien beschreibt (im Auftrag der DGXVII) und erstellt eine
- Bestandsaufnahme zur Energie-FTE-Politik aller Mitgliedsländer (im Auftrag der DGXII).

Anforderungen an die Energiepolitik aus volkswirtschaftlicher Sicht

Wolfgang Pfaffenberger

Carl v. Ossietzky

Universität Oldenburg

Institut für Volkswirtschaftslehre

26111 Oldenburg

1. Einleitung

Das Thema Energieversorgung wird in der Gesellschaft im Hinblick auf viele Aspekte kontrovers diskutiert. Diese Diskussion ist häufig von den Zukunftsvisionen einzelner Technologiesparten und deren Interessenvertreter geprägt („Auf dem Wege in das Wasserstoffzeitalter“, „Unsere Zukunft liegt in der Sonnenenergie“, „Kernenergie löst das Energieproblem“ etc.). Auf der anderen Seite unterliegen Import, Erzeugung, Verteilung und Nutzung von Energieträgern in unserer Wirtschaftsordnung einer Vielzahl von Regulierungen, die an einzelnen Stellen weit über das übliche hinausgehen (so gibt es etwa eine staatliche Preisaufsicht).

Wie ist diese Regulierungsintensität zu begründen? Trägt die vorhandene Regulierung zu einer besseren Bewältigung des strukturellen Wandels im Energiesektor bei? Verhilft sie zu einer tragfähigen Zielfindung angesichts divergierender Zukunftsvisionen? Der folgende Beitrag bezieht die heute in der Theorie der Wirtschaftspolitik definierten Handlungsbedarfe für wirtschaftspolitische Eingriffe auf den Energiesektor und leitet den für diesen Sektor notwendigen Handlungs- und Eingriffsbedarf ab. Es erfolgt dann eine Konfrontation mit der deutschen Energiepolitik und es wird gefragt, inwieweit diese den Ansprüchen einer zukunftsorientierten Gestaltung genügt.

2. Energieproblem und Zukunft

Die Entstehung unserer Industriegesellschaft ist eng mit dem Energieproblem verbunden. Unsere Lebensweise erfordert einen Zustrom von Energie in verschiedenen Formen und hat dieses Problem bisher dadurch gelöst, daß die Bestände vergangener Sonnenenergieeinstrahlung in der Form von fossilen Brennstoffen verfügbar gemacht wurden.¹ Die Entwicklung dieser Res-

¹ Zum Knappheitsbegriff im Zusammenhang mit Energieressourcen vgl. Peters, H.R.: Energieverknappung und Marktwirtschaft, Diskussionsbeitrag 16-81, Oldenburg 1981.

sources selbst und all ihrer Nutzungstechniken war ein Entwicklungsimpuls von erheblichem Ausmaß.² Durch die Energiezufuhr ist eine weitgehende Entkopplung des menschlichen Lebens von natürlichen Beschränkungen möglich. Wärme- Kühleungsdienstleistungen ermöglichen modernes Produzieren und Wohnen bei weitgehender Unabhängigkeit von den klimatischen Bedingungen, Energieanwendungen verschiedener Art bilden die Grundlage für die Mobilität und schließlich schafft die allgemeine Verfügbarkeit von Elektrizität als Basis von Kraftantrieben, Beleuchtung und auch Wärmedienstleistungen die Möglichkeit, unabhängig vom Standort zu produzieren, zu wohnen und zu kommunizieren.

Die mit dieser Entwicklung früher verbundene Euphorie ist heute vielfach in Skepsis oder Kritik umgeschlagen: Das Verbrennen großer Mengen fossiler Energieressourcen in kurzer Zeit wirkt auf die Natur durch die Verbrennungsrestprodukte zurück und beeinträchtigt die Lebensbedingungen. Auch stellt sich die Frage, in welchem Umfang die gegenwärtige Generation das Recht hat, diese Bestände nicht erneuerbarer Ressourcen zu verbrauchen und die dabei entstehenden Abfallstoffe als Hypothek an zukünftige Generationen weiterzugeben. Damit verbunden ist die Frage nach der möglichen Energiezukunft bei verringerter Ressourcenverfügbarkeit.

Ohne Zweifel ist das Energieproblem eine gewaltige Herausforderung für die Steuerungsmechanismen unserer Gesellschaft. Der traditionelle Politikstil des kurzfristigen Austarierens unterschiedlicher Interessen ist dadurch ebenso in Frage gestellt wie der unkorrigierte Marktmechanismus, wenn die Folgekosten kurzfristiger Entscheidungen nicht berücksichtigt werden.

2.1. Das Ressourcenproblem

Betrachten wir zunächst das Ressourcenproblem: Ressourcenbestände können wie ein Finanzvermögen interpretiert werden. So wie ein Finanzinvestor seine Anlagen dann veräußert, wenn dies unter Renditegesichtspunkten günstig erscheint, wird ein Inhaber fossiler Ressourcen diese nur verkaufen, wenn er damit eine ihm angemessen erscheinende Rendite für sein Ressourcenvermögen Erlösen kann. Halten alle ihr Angebot zurück, steigt der Preis, die Rendite wächst und es wird ein Ressourcenangebot erfolgen. Unter normalen Marktbedingungen werden gerade soviel Ressourcen angeboten, daß der Ressourcenbestand sich mit dem normalen Zinssatz verzinsen kann. Dies hat aber zur Folge, daß der Preis fossiler Ressourcen in sehr langer Sichtweise mit dem allgemeinen Zinssatz als Wachstumsrate ansteigen muß. Die Abbildung veranschaulicht einen solchen modellhaften Preispfad an erschöpfbaren Ressourcen.³ Da es Ersatzmöglichkeiten für fossile Energieträger gibt, erzwingt die Preissteigerung irgendwann einen Übergang auf die Ersatzmöglichkeit. Das Ergebnis solcher ressourcenökonomischen Betrachtungen ist eigentlich eher optimistisch: Die Möglichkeit von traditionellen Energienut-

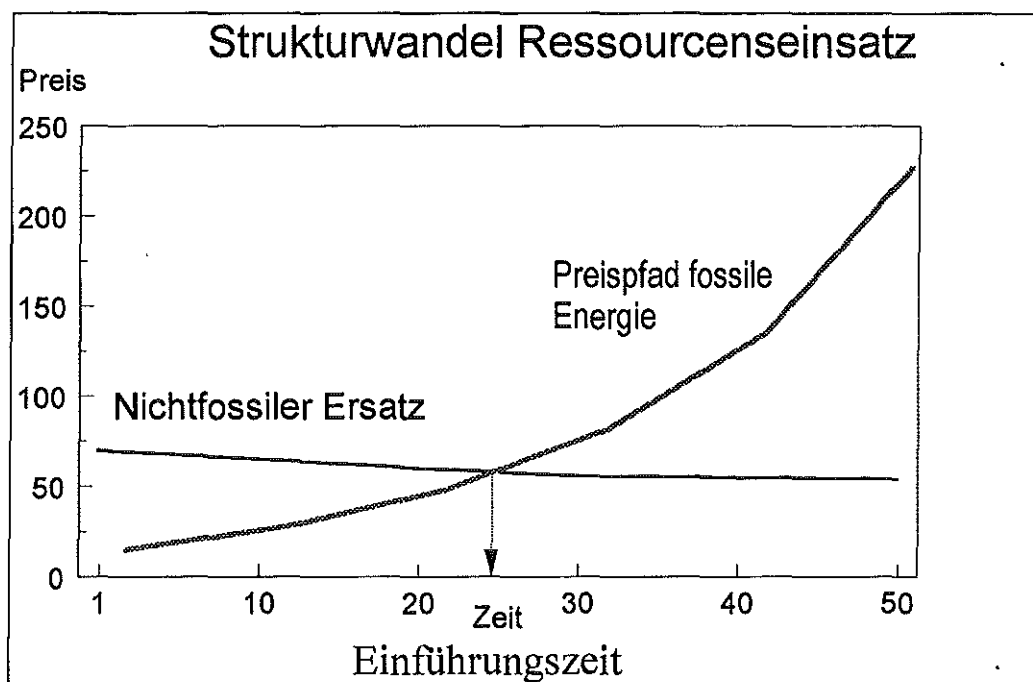
² Für die Ölindustrie ist dies z.B. eindrucksvoll beschrieben in: *Yergin, D.: Der Preis : Die Jagd nach Öl, Geld und Macht*. Frankfurt am Main, 1991.

³ Zu den ressourcenökonomischen Grundlagen vgl. *Common, M. Environmental and Resource Economics*, London 1988, *Ströbele, W.: Rohstoffökonomik*, München 1987

zungssystemen und Ressourcen auf andere umzusteigen, stellt die Lösung des Energieproblems dar. Dabei muß allerdings darauf hingewiesen werden, daß Ersatzenergie nicht in beliebigen Mengen zur Verfügung steht, denn die Einstrahlung der Sonnenenergie auf die Erdoberfläche ist begrenzt und es besteht im Hinblick auf die Flächennutzung eine erhebliche Konkurrenz der Nutzung für Energieerntezwecke mit anderen Nutzungsmöglichkeiten der Flächen.

In der gesellschaftlichen Diskussion umstritten ist die Frage, inwieweit wir nun in Ruhe den von Märkten vorgezeichneten Übergangszeitpunkt abwarten können, d.h. relativ preiswerte fossile Energie solange weternutzen, wie sie verfügbar ist oder Vorbereitungen treffen müssen, um auf Ersatzmöglichkeiten umzusteigen. Das Fazit des kurzen Ausflugs in die Ressourcenökonomie ist eigentlich klar: Aus ressourcenökonomischer Sicht allein gibt es keinen Grund, den Zeitpunkt des Übergangs vorzuverlegen.

Abbildung 1: Strukturwandel Ressourceneinsatz



Nur in Parenthese sei hinzugefügt, daß dies auch gar nicht so einfach wäre: Denn es ist mit Gegenstrategien von Seiten der Ressourcenanbieter zu rechnen. ⁴

⁴ Vgl. Der Rat von Sachverständigen für Umweltfragen, Umweltgutachten 1996, Stuttgart 1996, S. 338 f.

2.2. Emissions- und Risikoprobleme

Ergibt sich entgegen der landläufigen Ansicht aus der Ressourcenbeschränkung kaum ein aktueller Handlungsbedarf, so ist dies auf der Umweltseite der Energieprozesse gänzlich anders zu bewerten. Die deutsche Umweltpolitik hat zunächst mit großem Erfolg auf gesetzliche Standards für Abgasreinigung gesetzt. Dieser Ansatz stößt jedoch heute auf Grenzen: Es kann nicht sichergestellt werden, daß verschiedene Aktivitätsbereiche durch die Standards in gleicher Weise erfaßt werden: Was nützt es der Umwelt, wenn Stickoxyde in Kraftwerken vermieden und dafür von Kraftfahrzeugen ausgestoßen werden?

Zum anderen versagt der traditionelle Ansatz, insbesondere bei dem nicht rückhaltbaren Kohlendioxyd. Die auf der Tagesordnung stehende Reduktion von Kohlendioxyd kann durch eine Ersetzung kohlenstoffreicher Brennstoffe durch kohlenstoffärmere oder kohlenstofflose ebenso wie eine Ersetzung von fossiler Energie überhaupt durch nicht energetische Produktionsfaktoren (Energieeffizienzsteigerung) geschehen. Was davon an welcher Stelle der Volkswirtschaft am besten einzusetzen ist, ist eine Frage, die primär durch die einzelnen Agenten selbst zu entscheiden ist. Eine erfolgreiche Reduktionspolitik setzt immer voraus, daß die Akteure für sich selbst Erfolgsbedingungen formulieren können, in die das umweltpolitische Erfordernis mit eingeht.

Dies erfordert entgegen der landläufigen Meinung nicht *mehr* Regulierung seitens der Politik, sondern *mehr* Freiraum für die Unternehmen, da nur ein solcher Freiraum als Nährboden für das Entstehen neuer Lösungen wirken wird. Nur wenn Unternehmen ihre individuelle Erfolgsplanung mit dem gesellschaftlichen Umwelterfordernis in Einklang bringen können, werden sie aktiv zur Lösung des Strukturwandels im Sinne der Umwelterfordernisse beitragen können. Dies erfordert ein Umdenken in der Umweltpolitik, die sich in dieser Frage viel stärker der marktwirtschaftlichen Instrumente bedienen sollte.⁵

Zur Kernenergie

Es ist erfreulich zu konstatieren, daß die früher zu beobachtende Dichotomisierung der Energiediskussion auf die Frage Kernenergie: 'ja oder nein' sich heute wieder weiter geöffnet hat. Wir müssen allerdings akzeptieren, daß die Bewertung des KernenergieRisikos letztlich keine wirtschaftliche Frage ist. Bei der Kernenergie stehen nicht die alltäglichen Emissionen und deren Vermeidung im Vordergrund des Interesses, sondern es geht um die Frage der Risiken. In der Marktwirtschaft steht hierfür grundsätzlich der Versicherungsmechanismus zur Verfügung. Daß eine marktwirtschaftliche Lösung bei der Kernenergie ausscheidet, kann man ganz nüchtern daran erkennen, daß eine solche Versicherungslösung völlig ausgeschlossen ist. In der

⁵ Vgl. Hansmeyer, K.-H.: Das Spektrum umweltpolitischer Instrumente, in: König, H. (Hrsg.): Umweltverträgliches Wirtschaften als Problem von Wissenschaft und Politik, Schriften des Vereins für Socialpolitik, Bd. 234, Berlin 1993, S. 63 - 86

Prognos-Studie für den Bundeswirtschaftsminister hieß es dazu: „Damit steht bei der Internationalisierungsdebatte im Zusammenhang mit Kernschmelzunfällen nicht die Pfennigumlage eines statistisch ermittelten Erwartungswerts, sondern der Umgang mit dem Phänomen Risiko selbst im Vordergrund.“⁶

Die Kernenergie kann zwar wichtige Beiträge für eine CO₂-arme Energieversorgung leisten. Wenn sie als eine solche Zukunftsoption zur Verfügung stehen soll, so erfordert dies allerdings eine deutlich sichtbare und allgemein akzeptierte Risikoreduktion und dies wiederum setzt eine weitgehende Einbeziehung der gesellschaftlichen Gruppen in den Willensbildungsprozeß voraus.⁷ Ohne einen Grundkonsens ist dies nicht möglich, da die Anlagen des Brennstoffkreislaufs in vielfältiger Weise in die materielle und institutionelle Infrastruktur der Gesellschaft eingebunden sind.

Hier stellt sich dann weniger die Frage nach der Funktionsfähigkeit des Marktmechanismus als vielmehr die Frage, ob das politische System in der Lage ist, die Koordinationsaufgabe der Koordinierung der unterschiedlichen Zukunftsvisionen im Hinblick auf gemeinsame Zielvorstellungen zu leisten. Zwischen der Feinregulierung, die in Deutschland im Energiesektor betrieben wird und dieser Aufgabe klafft eine unausgefüllte Lücke. Es spricht vieles dafür, daß für die Aufgabe der langfristigen Zielfindung eine institutionelle Struktur fehlt. Diese müßte die Aufgabe leisten, in offener Weise auf die Zusammenführung unterschiedlicher Zukunftsvisionen im Hinblick auf die energiepolitischen Prioritätensetzung hinzuwirken.

In einer puristischen Sicht der Marktwirtschaft kommt die Koordinationsaufgabe von Politik nicht vor. Dabei sind ihre Chancen wirtschaftlich besser als die kurzfristiger Intervention: Eine kurzfristige Koordinierung von Interessengruppen muß immer davon ausgehen, daß diese Gruppen aufgrund ihrer bereits getätigten Investitionen in die Soft- und Hardware geplanter Projekte das staatliche Forum als Basis für ihre Absatzinteressen verstehen. Langfristig ist die Flexibilität dagegen weit höher, da nur in geringerem Umfang bereits Vorleistungen getätigt sind. Eine Langfristkoordination kann auf der anderen Seite nicht das Problem der fehlenden Zukunftsinformationen lösen. Dem muß bei der Ausgestaltung Rechnung getragen werden.

Nach Ueberhorst wird es „angesichts der konkreten Vielfalt und Widersprüchlichkeit unzähliger energiepolitischer Positionen nur dann zu einer gemeinsamen Beantwortung dieser Frage (*der Frage nach einer gemeinsamen politischen Willensbildung, WP*) kommen können, wenn die energiepolitischen Akteure im Hinblick auf die Interpretation von bearbeitungsbedürftigen Aufgaben gemeinsamen Kriterien folgen und diese bei ihrem Engagement auch dann beachten können, wenn sie damit mehr tun müssen, als ihre jeweilige Konzeption zu vertreten. Unsere

⁶ Masuhr, K. P., Wolff, H., Keppler, J.: Die externen Kosten der Energieversorgung, Stuttgart 1992, 121.

⁷ Die Kernenergiedebatte ist in hohem Maße von „informal constraints“ im Sinne von North geprägt. Diese sind für die Politikfindung hoch bedeutend. Vgl. North, D.C.: Institutions, Institutional Change and Economic Performance, Cambridge 1990, S. 36 ff.

Diskussion über einen Energiekonsens ist damit eine Diskussion über *aufgabenadäquate Politikformen* und Verhaltensweisen, die längerfristige Verständigungen zwischen VertreterInnen strategischer Alternativen ermöglichen.“⁸

Wie aber sehen solche Politikformen aus? Ueberhorst vergleicht hier einen *positionellen* Politikstil mit einem *diskursiven*: „Ein positioneller Politikstil ist durch Denk- und Verhaltensweisen sowie Argumentationsformen bestimmt, die an einer bestimmten Position und ihrer strategischen Einbettung sowie dem Versuch ihrer maximalen Durchsetzung orientiert sind“, während eine diskursive Politik „offen und einladend für verschiedene Kontexte ist, offen auch für die Überwindung bisher eingenommener Positionen. Sie versucht die Bereitschaft aller Kontrahenten zu fördern, kontroverse Positionen in einen kooperativen Prüf-, Bewertungs- und Konsensfindungsprozeß einzubringen. Damit werden zuerst ein besseres gemeinsames Verständnis der strategischen Optionen und gemeinsame Maßstäbe zu ihrer Bewertung gesucht, wobei von bisher nicht erkannten Konsenschanzen ausgegangen wird.“⁹

Für die institutionelle Ausgestaltung eines solchen Konsensfindungsprozesses gibt es viele Optionen, die hier nicht erörtert werden sollen.

3. Zur Begründung wirtschaftspolitischer Intervention

Grundsätzlich gilt im Rahmen der Wirtschaftsordnung der Bundesrepublik ebenso wie in der Europäischen Union, daß Wirtschaftsprozesse (abgesehen von Ausnahmen) dezentral privat organisiert werden sollen. Dieses Vorrangprinzip der Märkte verlangt eine besondere Begründung für staatliche Interventionen. Generell kann man davon ausgehen, daß eine solche Begründung gegeben ist, wenn bestimmte Bereiche nur in eingeschränktem Maße marktfähig sind, d.h. also, wenn nicht davon ausgegangen werden kann, daß Märkte dafür geeignet sind, in diesem Bereich für ein hinreichendes Angebot von Gütern und Leistungen zu sorgen. So populär auch dieses „Marktversagen“ im engen Sinne in der wirtschaftspolitischen Literatur als Begründung für wirtschaftspolitische Eingriffe geworden ist¹⁰, so sehr bedarf es für die Analyse spezifischer wirtschaftspolitischer Handlungsbereiche der Konkretisierung, weil diese Form des Marktversagen bei flexiblen institutionellen Gestaltungsmöglichkeiten kaum ein relevantes Phänomen beschreibt.¹¹

⁸ Ueberhorst, R.: Der Energiekonsens oder Die Überwindung der paradoxen Popularität positioneller Politikformen, in : Koenigs, T., Schaeffer, R. (Hrsg.): Energiekonsens? - Der Streit um die zukünftige Energiepolitik, München, 1993 S. 14

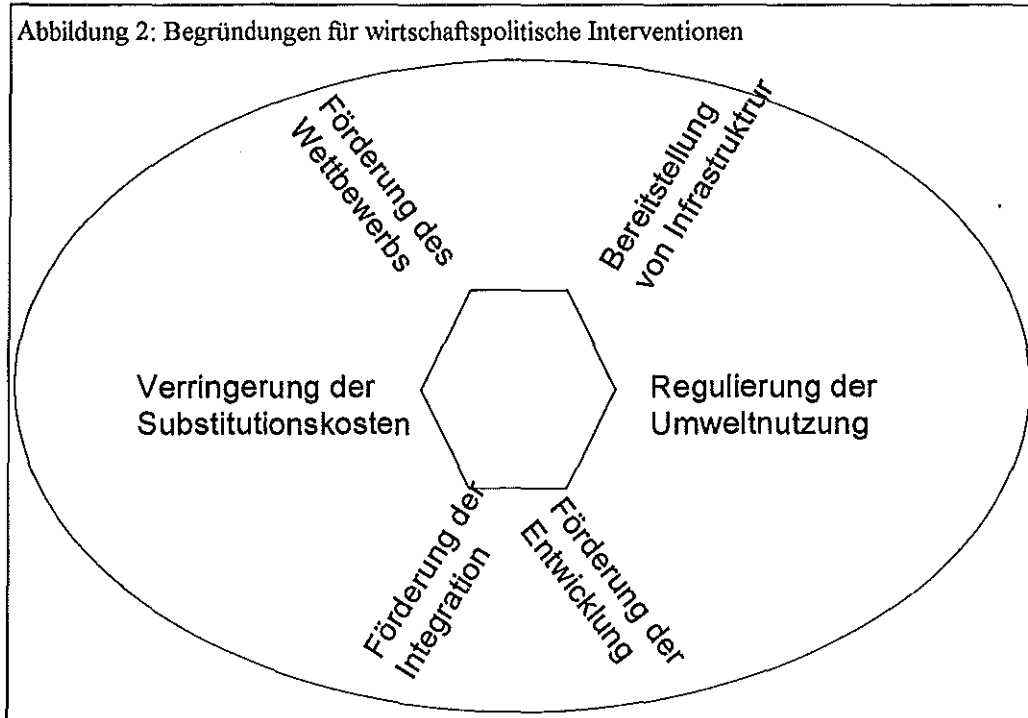
⁹ Ueberhorst, a.a.O., S. 14 f.

¹⁰ Zur Kritik der wohlfahrtstheoretischen Begründung des Marktversagens als Basis wirtschaftspolitischer Eingriffe vgl. Streit, M., Theorie der Wirtschaftspolitik, Düsseldorf 1991, S. 21.

¹¹ Ausführlich wird Marktversagen analysiert in: Fritsch, M., Wein, T., Ewers, H.-J., Marktversagen und Wirtschaftspolitik, München 1996. Die theoretischen Grundlagen der Strukturpolitik werden ausführlich beschrieben bei: Peters, H.R., Sektorale Strukturpolitik, München 1996,

Für den Bereich der Energiewirtschaft läßt sich feststellen, daß die Marktfähigkeit der verschiedenen Produkte und Leistungen weitestgehend gegeben ist, auch wenn viele besondere Probleme auftreten, die sich aus der Tatsache ergeben, daß im Rahmen der leitungsgebundenen Energieversorgung viele Nutzer durch die Verteilung der Leistungen über ein Netz indirekt miteinander verbunden sind und damit ihr Verhalten auf engere Weise miteinander interagiert als dies auf vielen anderen Märkten der Fall ist. Dies stellt jedoch nicht die Marktfähigkeit dieser Güter in Frage, sondern wirft die Frage auf, ob sich eine dieser Problemstellung angemessener Vertrags- und Preisgestaltung quasi von alleine herstellt oder durch besondere staatliche Regulierung und Intervention herbeigeführt werden muß. Wir kommen darauf zurück.

Abbildung 2: Begründungen für wirtschaftspolitische Interventionen



Im folgenden haben wir sechs verschiedene Begründungen für wirtschaftspolitische Eingriffe zusammengestellt (vgl. Abbildung 2), die im wesentlichen auf der theoretischen Arbeit von Streit basieren.¹² Dieser Ansatz geht davon aus, daß eine Marktwirtschaft durch Koordinations- und Transaktionskosten gekennzeichnet ist, die aus dem Wunsch der Akteure entspringen, ihre in die Zukunft gerichteten Handlungen, die immer und logisch notwendig bei unvollkommener Information stattfinden müssen, gegen diese Informations- und Kostenrisiken abzusi-

Teil 3: Regulierungs-, gruppen- und interaktionstheoretische Grundlagen, S. 57 ff.

¹² Streit, M.: Theorie der Wirtschaftspolitik, a.a.o.

chern.

3.1. Substitutions- und Transaktionskosten

Der Markt im Sinne des mikroökonomischen Lehrbuchs als Treffpunkt von Angebot und Nachfrage und als logisches Konstrukt zur Ableitung von Gleichgewichtsbedingungen muß vom realen Markt als Teil der Koordinationsstruktur einer Volkswirtschaft unterschieden werden. Wirtschaftspolitik muß aus den Bedingungen realer Märkte abgeleitet werden. Auf realen Märkten gibt es niemals eine vollständige Anpassung an ein mögliches Gleichgewicht, weil Märkte sich in einem Prozeß permanenter Veränderung befinden und die Akteure nur unvollständige Informationen besitzen. Weiterhin sind wirtschaftliche Strukturen durch einen hohen Grad von Vernetzung gekennzeichnet, die in vielfältigen Formen spezifischer Vereinbarungen zum Ausdruck kommen. Daraus ergeben sich zwingend Abhängigkeiten der Akteure voneinander.¹³ Aus all diesen Gründen werden nicht alle Möglichkeiten der Neuorientierung der Produktstruktur und des Faktoreinsatzes bei den Wirtschaftseinheiten genutzt. Es ergeben sich vielmehr „Substitutionshemmnisse“, die in vielfältiger Weise den Marktmechanismus in seiner Wirkung retardieren können. Auch spielt in diesem Zusammenhang das Phänomen Macht und Abhängigkeit eine große Rolle, das keineswegs auf marktbeherrschende Positionen beschränkt ist, sondern ein inhärentes Merkmal von Vereinbarungen auf der Basis der Spezialisierung und Arbeitsteilung darstellt.¹⁴

Jede erfolgreiche wirtschaftliche Situation führt bei den Beteiligten zu einem gewissen Maß an Zufriedenheit, die den Wunsch nach Aufrechterhaltung der Strukturen erzeugt. Daraus kann sich eine Retardierung oder sogar Verhinderung von strukturell notwendigen Veränderungsprozessen ergeben. Auf spezialisierten Märkten mit hohem Abhängigkeitsgrad ergeben sich hier auch Verkettungseffekte. Eine marktorientierte Wirtschaftspolitik soll solche strukturellen Anpassungshemmnisse verringern helfen. Wirtschaftspolitische Aufgabe ist dann, den Wandel von Produkt- und Faktoreinsatzstrukturen zu unterstützen. Dazu kommen je nach Sachbereich unterschiedliche Instrumente in Frage.

Substitutionshemmnisse im Energiesektor

Besondere Hemmnisse sind im Energiesektor in sachlicher Hinsicht bei der sogenannten Energieeinsparung und zeitlicher Hinsicht bei der Ressourcenproblematik (s.o.) festzustellen.

Aus vielen technologieorientierten Untersuchungen ist bekannt, daß in vielen Anwendungsbereichen von Energie nicht das optimale Einsatzverhältnis von Energie und Kapital realisiert wird, viele Wirtschaftssubjekte nicht über hinreichende Informationen verfügen und es an Finanzierungsmöglichkeiten mangelt, weil technisch organisatorische Barrieren gegeben sind.

¹³ Eine grundlegende Analyse dazu bei *Stützel, W.*: Preis, Wert und Macht, Aalen 1972

¹⁴ *Williamson, O.E.*: Die ökonomischen Institutionen des Kapitalismus, Tübingen 1990

Energiesysteme sind technisch gut funktionsfähig, so daß ein hohes Maß an technischer Zufriedenheit gewährleistet ist. Auf der anderen Seite finden wir auf vielen Energiemärkten eine monopolartige Stellung von Anbietern. Dies verhindert nun eine wirksame Konkurrenz zwischen Mitteln zur Energieeffizienzsteigerung auf der einen Seite und dem Kauf von Energieträgern oder Energiedienstleistungen auf der anderen Seite. Daraus resultiert die wirtschaftspolitische Aufgabe der Förderung der Energieeffizienz bzw. des Abbaus von Hemmnissen, die sich einer Effizienzverbesserung in den Weg stellt.

Die Unzufriedenheit mit der nicht genügenden Verbesserung der Energieeffizienz, insbesondere bei privaten Konsumenten auf der einen Seite, und die staatlich fixierten Monopolstellungen der Energieanbieter von leitungsgebundener Energie auf der anderen Seite sind nicht unabhängig voneinander. Wir kommen deshalb im folgenden Abschnitt auf diese Frage zurück.

Aus der Ressourcenproblematik ergibt sich die Anforderung an die Politik, durch Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen den Übergang vorzubereiten. Weiterhin sind Markteinführungsprogramme für neue Technologien gestaltbar. Wie bei allen strukturpolitischen Maßnahmen besteht allerdings das Problem der richtigen mengenmäßigen und vor allem zeitlichen Dosierung. Wie oben gezeigt wurde, ist die Verfügbarkeit von Energieressourcen weniger bindend als die Folgeprobleme für die Umwelt aus dem Einsatz fossiler Energie. Die Regulierung der Umweltnutzung kann sich jedoch gerade der Mittel zur Förderung der Substitution bedienen, die auch für die Angebotsseite von Bedeutung sind.

3.2. Wettbewerbsförderung

Wettbewerb wird in der wirtschaftspolitischen Literatur unterschiedlich gesehen. Auf der einen Seite stehen Begründungsversuche, die in einem ordnungspolitischen Gesamtrahmen dezentralen Steuerungsmomenten die Rolle zuweisen wollen, im Gesamtrahmen die Aufgabe zu übernehmen, für die dem Wettbewerb unterliegenden Bereiche die Koordination zu übernehmen.

Auf der anderen Seite wird Wettbewerb als ein autonomer Prozeß gesehen, dem nicht Aufgaben zugewiesen werden können, da dieser Prozeß selbständig neue Ziele und damit verbundene Erfüllungsmöglichkeiten erzeugt. Eine Selbststeuerung von Teilbereichen von Wirtschaft und Gesellschaft kann danach nicht als Mittel der Steuerung eingesetzt werden, da für den Wettbewerbsprozeß offen bleibt, wohin die Reise gehen wird.

In wesentlichen Teilen des Energiesektors ist bisher Wettbewerb im weiteren Sinne nicht zugelassen. Die strategischen Aktionsparameter der Unternehmen Investitionen und Preise unterliegen einer staatlichen Aufsicht oder sind zumindest nur eingeschränkt autonom einsetzbar. Entstanden sind diese Festlegungen in einer Entwicklungsphase dieser Wirtschaftsbereiche, in der ein allgemeiner Zugang zu diesen Netzen für die Bevölkerung ermöglicht werden sollte. Der Ausschluß von Wettbewerb im Sinne konkurrierender Leistungsangebote war der Preis, der für den flächendeckenden Zugang entrichtet wurde. Die durch staatliche Rahmengesetzgebung verankerte Monopolstellung von Anbietern in diesem Bereich erklärt sich also aus dem in Leistungen dieses Sektors beigemessenen Infrastruktureigenschaften.

Die Abgrenzung von Infrastrukturgütern von anderen enthält jedoch einen großen Beliebigkeitsspielraum. Die Leistungen der leitungsgebundenen Energieversorgung sind zu geringen Kosten gut individuell abgrenzbar und erfüllen damit die Voraussetzungen eines privaten Gutes. Der Infrastrukturearakter besteht also nicht in der öffentlichen Guteigenschaft, sondern in der Bedeutung, die der Zugang zu der Energieleitung für damit verbundene andere wirtschaftliche Leistungen besitzt. Zum anderen hängt die Beurteilung von der Verfügbarkeit von Substitutgütern ab. Bei der leitungsgebundenen Energieversorgung ist im wesentlichen die Elektrizität in vielen Anwendungsbereichen ohne Substitut.

Die staatlich gesicherte Monopolstellung bedeutet, daß in weitgehendem Umfang auf die Vorteile einer inneren Koordination dieses Sektors durch Preissignale verzichtet werden muß. Dies ist aber überhaupt nicht notwendig, um den infrastrukturähnlichen Charakter zumindest der Ware Elektrizität zu sichern. Der Verzicht auf den Preis als Koordinationsfaktor und das hohe Maß an Absatzsicherheit, von dem die Unternehmen ausgehen können, führen dazu, daß der Innovationsdruck, der sich aus dieser institutionellen Struktur ergibt, relativ niedrig ist. Damit ist aber auch die Funktionstüchtigkeit des wirtschaftspolitischen Eingriffes mit der Außerkraftsetzung der normalen Wettbewerbsmechanismen in Frage gestellt: Zwar kann mit den gewählten Instrumenten die deckende Bereitstellung infrastrukturähnlicher Leistungen gesichert werden, nicht gesichert ist jedoch die Anpassungsfähigkeit dieses Systems an neuere Entwicklungen.

Dies ist nur zu gewährleisten, wenn ein Ordnungsrahmen gewählt wird, innerhalb dessen den Preisen eine größere Koordinationsaufgabe zukommt, was andererseits einen höheren Grad von Autonomie von Anbietern und Verbrauchern voraussetzt.¹⁵ Auch die dauerhafte Durchsetzung der infrastrukturpolitischen Zielsetzungen, die auf diesem Sektor eine Rolle spielen können, erfordern also eine Markttöffnung in diesem Bereich. Das häufig in der Literatur vorgefundene Argument, der Infrastrukturearakter der Leistungen dieses Sektors würde Marktlösungen ausschließen, erweist sich damit als Trugschluß.¹⁶

Damit wird auch die Konkurrenz zwischen Energiesubstituten und Energieträgern im Sinne einer Energieeffizienzverbesserung auf eine bessere Grundlage gestellt. Derzeit setzen die Regulierer große Hoffnungen auf regulatorische Auflagen zur Unterstützung der Energieeinsparung („Demand Side Management“). Die Erfahrungen mit diesen Konzepten aus den USA sind jedoch nicht überzeugend.¹⁷ Eine Markttöffnung im Bereich der leitungsgebundenen Energie-

¹⁵ Zur Deregulierung vgl. auch: Weizsäcker, C. C. von: Institutioneller Wandel im Prozeß der wirtschaftlichen Entwicklung: Warum wir heute so viel von Deregulierung sprechen, in: Fulda, E. (Hrsg.): Energieunternehmen in einem kritischen Umfeld, Köln 1994

¹⁶ Ausführlich dargestellt sind die vielfältigen Implikationen des Wettbewerbsgedankens für die Energiebranche in: Oesterwind, D., Pfaffenberger, W. und Hasse, D.: Energieversorgung für eine offene Gesellschaft, auf der Suche nach der besseren Lösung, Essen, 1996.

¹⁷ Joskow, P.L., Marron, D.B.: What does a Negawatt really cost? Evidence from Utility Conservation Programs“, in: The Energy Journal, vol. 13, 1992, 41-74

versorgung könnte im Zusammenhang mit der Verbesserung der rechtlichen Infrastrukturen hier bessere Wirkungen entfalten, weil sie das Entstehen neuer Märkte für Energiedienstleistungen begünstigen würde. Dienstleistungsanbieter könnten Energie, Kapital und andere Produktionsfaktoren zu Energiedienstleistungen kombinieren und verkaufen, ohne durch das Monopol von Energieanbietern behindert zu werden.

3.3. Infrastrukturbereitstellung

Wie oben gezeigt wurde, kann die Bereitstellung von Energieleistungen in einem gewissen Maß als Teil der volkswirtschaftlichen Infrastruktur betrachtet werden. Andererseits verlangen alle Energiemärkte eigenständige Infrastrukturen (im materiellen Sinne) für ihre Funktionsfähigkeit. Zum Teil sind diese Infrastrukturen sehr spezifisch (Öl-, Gas- und Stromtransportleitungen etc.). Bei einem hohen Grad von Spezifik sind auch spezifische Institutionen erforderlich, die die Bereitstellung und Nutzung dieser Infrastrukturen innerhalb der Sektoren regeln und einen ökonomischen Umgang damit ermöglichen.

In der marktorientierten Mineralölwirtschaft in Deutschland haben sich dafür kooperative Lösungen (gemeinsame Nutzung von Pipelines etc.) herausgebildet, während für die leitungsgebundene Energiewirtschaft eine hochgradige vertikale Integration charakteristisch ist. In diesem Bereich bedeutet das, daß die Infrastruktur des Systems für bestimmte Teilregionen im allgemeinen im Eigentum eines einzelnen Unternehmens liegt. Die vom Gesetzgeber eigentlich für den Endverbrauchsbereich konstruierte regionale Monopolstellung (allein versorgendes Energieversorgungsunternehmen) hat sich damit aber auf das gesamte System ausgeweitet und insbesondere auch die Infrastrukturen des Systems mit einbezogen. Im Ergebnis hat sich damit ein System herausgebildet, das auf der Basis der vom Gesetzgeber gewollten Alleinversorgung auch die vom Endverbraucher entfernten Strukturen des Systems nach dem Prinzip des Regionalmonopols aufgebaut hat.

Dies ist mit den wettbewerbsspolitischen Zielen nicht vereinbar. Ohne einen Eingriff in gewachsene Unternehmensstrukturen sind aber durchaus Veränderungen möglich, wenn einheitliche Zugangsregelungen für die Infrastrukturen der leitungsgebundenen Systeme geschaffen werden und für diese nach allgemeinen Regeln Preise für die Inanspruchnahme von Netzleistungen definiert werden.

Hier fehlt es bisher an einer rechtlichen Infrastruktur, die allerdings nicht zwingend vom Staat bereitzustellen ist.

3.4. Regulierung der Umweltnutzung

Das Marktversagen im Bereich der Umweltgüter ist in der Literatur sehr intensiv diskutiert worden.¹⁸ Diese Frage ist für den Energiebereich von besonders großer Bedeutung, weil ein

¹⁸ Theoretische Grundlagen bei Endres, A.: Umweltökonomie, Darmstadt 1994. Anwendung auf den Energiesektor: Friedrich, R., Greßmann, A., Krewitt, W., Mayrhofer, P.: Externe Kosten

erheblicher Teil, insbesondere der luftbezogenen Emissionen bei der Umwandlung von Energie in Nutzenergieleistungen oder Sekundärenergieträger anfällt. Grundsätzlich bestehen hier aber keine anderen Eingriffskriterien als für andere Sektoren, so daß eine spezifische Begründung für diesen Sektor nicht geliefert werden muß.

Häufig wird die Frage gestellt, ob eine wettbewerbliche Öffnung wie oben angesprochen nicht im Sinne der Umweltziele kontraproduktiv ist. Insbesondere wird unterstellt, daß in der leistungsgebundenen Energiewirtschaft tätige Unternehmen aufgrund ihrer regionalen Monopolstellung mehr Aufwand in Richtung Umweltschutz treiben können, da sie diesen an ihre Abnehmer weitergeben können.

Zweifellos muß die Umweltpolitik im Hinblick auf eine Öffnung der Energiemärkte umgestaltet werden. Bisher hat sie sich im wesentlichen des Mittels der Umweltstandards bedient, wobei den Unternehmen angesichts der Primärenergieeinsatzgebote (Kohlevorrang) wenig Spielraum blieb, diese Standards möglichst kostengünstig zu erfüllen, denn dies hätte eine freie Primärenergieträgerwahl vorausgesetzt.

Bei der Regulierung der Umwelnutzung muß jedoch berücksichtigt werden, daß umweltgünstige Lösungen eine Resultante von Entscheidungen von sowohl der Angebots- wie der Nachfrage Seite darstellen. Die bessere Lösung kann daher nur gefunden werden, wenn hier ein offener Suchprozeß möglich ist.

3.5. Förderung der wirtschaftlichen Entwicklung

Generelle wirtschaftspolitische Aufgabe ist es, die Weiterentwicklung der Volkswirtschaft zu fördern. Dies geschieht einerseits durch die Förderung des Wettbewerbs (s. oben), andererseits durch Bereitstellung von Mitteln für Bereiche, in denen mit einer gewissen Zukunftsrendite gerechnet wird. Im Energiesektor handelt es sich dabei in erster Linie um die Sicherung der Verfügbarkeit von Ressourcen auch in der Zukunft. Wir sind oben bereits darauf eingegangen.

3.6. Förderung der Integration

Die bisher behandelten Eingriffskriterien liegen auf der Sachebene der Analyse des Wirtschaftsprozesses und der Möglichkeiten seiner Beeinflussung.

Auf der anderen Seite müssen diese Sachebenen mit dem Prozeß der politischen Willensbildung und der in diesem Prozeß stattfindenden Wahrnehmung und Wertung vermittelt werden. Diese Aufgabe ist in den letzten Jahren auch unter dem Stichwort „Sozialverträglichkeit“ behandelt worden, wobei darunter sowohl die Akzeptanz bei der Bevölkerung gefaßt wird wie auch die Akzeptabilität unter Zugrundelegung einer normativen Betrachtung.

Wir sind bei der Behandlung der Zukunftsprobleme oben darauf eingegangen. Auf die Energieproblematik bezogen ist Sozialverträglichkeit kaum in operationale Kriterien zu fassen, wie sich daran zeigen läßt, daß Akzeptanz und Akzeptabilität zwischen Ländern erheblich variiert.

ren. Es erscheint deshalb richtig, den Gedanken der Sozialverträglichkeit als Notwendigkeit einer Politikkoordination im oben dargestellten Sinne zu verstehen.

4. Bestandsaufnahme der Energiepolitik

4.1. Altlasten

Energiepolitik in Deutschland schleppt eine Reihe von Altlasten mit sich, die eine vorwärtsschauende strukturelle Orientierung stark erschweren. Hierzu zählt der veraltete ordnungspolitische Rahmen ebenso wie die gesamte primärenergieträgerbezogene Politik im Bereich der Kohle.

4.1.1. Das ordnungspolitische Korsett

Zwischen diesen beiden Bereichen besteht eine starke Korrelation. Die Tatsache, daß wir im Bereich der leitungsgebundenen Energieversorgung einen Marktausnahmebereich definiert haben, hat einerseits während der Aufbau- und Wachstumsphase nach dem Zweiten Weltkrieg stabilisierend gewirkt und damit den Aufbau einer leistungsfähigen Energieversorgung ermöglicht, andererseits wirkt diese Struktur heute doch eher als Fessel für den Sektor insgesamt und es ist an der Zeit, eine Öffnung der Märkte herbeizuführen.

Unser heutiges leitungsgebundenes Energiesystem fußt auf einer Reihe von Rechtsinstitutionen, die sich teilweise überlebt haben, und es ist an der Zeit, durch eine größere Strukturreform eine solche Öffnung herbeizuführen. Ein Teil der Rechtsinstitutionen, die die heutige Struktur prägen, ist auf die kommunale Rolle der leitungsgebundenen Energieversorgung bezogen. Stellen wir uns vor, ein ausländischer Beobachter versucht bei der Analyse des deutschen Systems systematische Gründe für folgende Fragen zu finden:

Warum ist die Verteilung von Strom kommunal, die Verteilung von Telefongesprächen dagegen nicht, warum ist die Verteilung von Briefen zentralstaatlich, die von Paketen dagegen privat, warum ist das Abholen von Hausmüll im engeren Sinne kommunal, das Abholen von bestimmten anderen Abfällen dagegen nicht?

Meine Antwort an den ausländischen Beobachter lautet: Versuchen Sie nicht eine logische Systematik hinter Strukturen zu finden, die nur aus der Tradition heraus zu verstehen sind. Daß das kommunale Wegerecht für Energieleitungen im Gegensatz etwa zu dem von Telekommunikationsleitungen nie verstaatlicht wurde, erklärt sich aus den politischen Kräfteverhältnissen zwischen Gemeinden, Ländern und Zentralstaat und nicht so sehr aus einer wirtschaftlichen Logik. Insbesondere spielt eine Rolle, daß durch die Energieversorgung Finanzeinnahmen erzielt werden, die für andere kommunale Aufgaben dringend erforderlich sind.

Dies ist kein Plädoyer gegen kommunale Energieversorgung: Kommunale Unternehmen können die Aufgaben der Energieverteilung und -erzeugung erfolgreich bewältigen. Worum es hier aber geht ist, daß durch den gesetzlichen Rahmen vorgegeben ist, daß der Aktionsradius ein-

zelner kommunaler Unternehmen immer genau durch das Gemeindegebiet abgegrenzt ist. Dies ist für eine unternehmerische Wirtschaft völlig ungewöhnlich und für eine erfolgreiche kommunale Energieversorgung auch eher hinderlich. Was den kommunalen Unternehmen also als Vorteil erscheinen mag, nämlich der gesetzliche Schutz ihres Handlungsrahmens, ist doch gleichzeitig die ihnen angelegte Fessel: Im gegenwärtigen Ordnungsrahmen haben es insbesondere Unternehmen der kommunalen Wirtschaft sehr schwer, ihr Absatzgebiet durch eigene Erfolgeanstrengungen zu entwickeln.

Dies hängt mit dem zweiten Ansatzpunkt der gegenwärtigen Marktordnung zusammen: Da die leitungsgebundene Energieversorgung durch den § 103 des Kartellgesetzes als Marktausnahmesbereich definiert ist, hat sich im Zusammenhang mit der kommunalen Rolle bei der Konzessionierung von Versorgungsunternehmen eine Struktur entwickelt, die eine vollständige vertragliche Abschottung des gesamten Gebiets der Bundesrepublik zur Folge hat. Unternehmerischer Erfolg definiert sich in einem solchen System anders als auf echten Märkten.

Wir wissen heute aufgrund vielfältiger wissenschaftlicher Diskussionen und aufgrund der Erfahrungen in anderen Ländern mit deren Reformen, daß die technischen und wirtschaftlichen Notwendigkeiten der leitungsgebundenen Energieversorgung viel mehr ordnungspolitische Optionen erlauben als dies früher angenommen wurde.¹⁹

Reine Modelle kann man nur in politischen Ausnahmesituationen realisieren. Eine solche Ausnahmesituation gab es in Großbritannien, da die Neuordnung mit der Privatisierung der vorher staatlichen Stromversorgung zusammenfiel. Bei uns sind kleinere ordnungspolitische Schritte und allmähliche Veränderungen nötig. Die Amerikaner, die ähnliche Strukturen in der Stromversorgung haben wie wir, zeigen uns seit fast 20 Jahren, wie dies gemacht werden kann.

Nur ein Teil dieser Aufgaben liegt beim Gesetzgeber, ein Teil könnte von den Unternehmen selbst in Gang gebracht werden. Insbesondere die kommunalen Erzeuger müßten eigentlich ein großes Interesse daran haben, durch Ausschreibungs- und Poollösungen besser auf die Verbundressourcen zugreifen zu können.

4.1.2. Kohlevorrang

Die zweite große Altlast der deutschen Energiepolitik liegt in der Kohlevorrangpolitik. Die Kohlevorrangpolitik gilt seit langem als Musterbeispiel einer falschen, weil strukturerhaltenden und nicht strukturanpassungsfördernden Wirtschaftspolitik. Die Zahl der Begünstigten ist relativ klein, die aufgewandten Mittel sind relativ hoch, auch wenn dies die Politik bisher wenig belastet hat, da die Beträge außerhalb der öffentlichen Haushalte aufgebracht wurden. Energiepolitisch sind die Konsequenzen dieser Politik dramatisch negativ: Die Tatsache, daß anstel-

¹⁹ Pionierarbeiten auf diesem Gebiet waren: *Gröner, H.*: Die Ordnung der Deutschen Elektrizitätswirtschaft, Baden-Baden 1975 und *Schulz, W.*: Ordnungsprobleme der Elektrizitätswirtschaft, München 1979. Für die neueren Entwicklungen vgl.: *Schulz, W., Klopfer, T.*: Märkte für Strom, Köln 1993.

le individueller Suchprozesse der Unternehmen eine gesellschaftspolitisch bestimmte Abstimmung getreten ist, hat Innovations- und Kreativitätspotentiale von dem Bereich, in den sie eigentlich gehören, nämlich den Kernbereich der Produktpolitik von Unternehmen, in die Bereiche der politischen Abwehr und Verteidigung gelenkt, wo sie keinerlei Zukunftsrenditen erbringen können.

4.2. Neue Bereiche der Energiepolitik

Die Energiepolitik ist einer Reihe von Impulsen ausgesetzt, die sich aus der Veränderung der internationalen Rahmenbedingungen ergeben. Zu erwähnen ist hier einerseits der europäische Binnenmarkt, dessen wie auch immer reduzierte Herausbildung doch das Denken in Deutschland verändert hat. Zum anderen gehört dazu auch die Öffnung der osteuropäischen Märkte, die neue Handlungsfelder eröffnet. Innerhalb unseres Landes gab es eine energiepolitische Innovation durch die Förderung von erneuerbarer Energie mit Hilfe des Einspeisegesetzes, es wird über Energiesteuern diskutiert und eine mir wesentlich erscheinende und zukunftsweisende Innovation durch die Entwicklung der Energieagenturen, die neue Politikmuster prägen können.

4.2.1. Europäischer Binnenmarkt

Zu Beginn der Debatte um die Gestaltung des Europäischen Binnenmarktes für die leitungsgebundene Energieversorgung wurde eine spezielle Richtlinie gefordert, die den Besonderheiten des Sektors Rechnung trägt und mit deren Hilfe eine selbstlaufende Umsetzung des Wettbewerbspostulats des EG-Vertrages evtl. auch unterstützt durch entsprechende Gerichtsurteile verhindert werden sollte. Grundsätzlich gilt das Wettbewerbspostulat für alle volkswirtschaftlichen Bereiche, da aber faktisch in vielen Ländern die leitungsgebundene Energieversorgung vom Wettbewerb ausgenommen ist, hätten sich Diskrepanzen zwischen Realentwicklung und nationaler Gesetzgebung entwickeln können.²⁰

Da die verschiedenen europäischen Länder ihre nationale Energieversorgung in der Vergangenheit sehr verschieden gestaltet und reguliert haben, ist eine tendenzielle Vereinheitlichung des Ordnungsrahmens einschließlich der Umweltregulierung eine notwendige Voraussetzung für eine allmähliche Angleichung der Wettbewerbsbedingungen in diesen Bereichen. Der Versuch der Europäischen Kommission²¹, eine solche Angleichung durch eine Reihe von ordnungspolitischen Konstruktionen herbeizuführen, muß wohl im unmittelbaren Sinne als gescheitert gelten. Dies liegt weniger an der inneren Logik der Vorschläge der Kommission als an den unterschiedlichen Traditionen der einzelnen Länder.

²⁰ Vgl. *Lukes, R.*: Ein EWG Binnenmarkt für Elektrizität - Realität oder Utopie, Vorträge und Diskussionsberichte, Köln 1988.

²¹ Vgl. z.B. *Beelitz, H. U.*: Die Vorschläge der Europäischen Kommission zur Gestaltung des Binnenmarktes für Elektrizität, in: *Pfaffenberger, W.* (Hrsg.): Mehr Wettbewerb in der Stromversorgung, Idstein 1992, 101 - 122.

Vielleicht ist dies mit dem Versuch vergleichbar, die Sprachvielfalt verschiedener Länder durch eine Kunstsprache zu überwinden. Eine solche Kunstsprache (wie zum Beispiel: Esperanto) ist zwar in sich sehr logisch und vernünftig, aber niemand will sie benutzen, weil sie zu weit von der Sprachgewohnheit entfernt ist.

Annäherung der Verhältnisse kann Ergebnis ähnlichen Problemdrucks und ähnlicher Grundstrukturen sein und vollzieht sich dann selbstgesteuert, wenn vorgegebene Marktstrukturen hinreichende Spielräume zur Anpassung lassen. Dies ist in vielen Ländern im Bereich der leistungsgebundene Energieversorgung nicht der Fall. Annäherung kann auch das Ergebnis politischer Gestaltung sein, wenn der Ordnungsrahmen durch den Gesetzgeber verändert wird. Idealerweise sollte der Gesetzgeber mit seiner Festlegung die vorher in einem autonomen Marktprozeß sich entwickelnden Regeln („Innere Institutionen“) festschreiben und sie damit zu äußeren Institutionen machen.

Angesichts des natürlichen Monopols von Teilbereichen der leistungsgebundenen Energieversorgung verbleibt allerdings eine Gestaltungsaufgabe, die nicht nur aus der Unterstützung der Eigenentwicklung der Energieversorgung abzuleiten ist, sondern darüberhinausgehende eigenständige Gestaltungselemente erfordert.

Vor diesem Hintergrund ist die jetzt geplante Öffnung der Grenzen für den Handel mit leistungsgebundener Energie ein Schritt, der dazu geeignet erscheint, eine Anpassungsdynamik in Gang zu setzen.

Für die deutsche Energieversorgung ist charakteristisch, daß es niemals in der Geschichte zu einer vollständigen einheitlichen Gestaltung des gesamten Sektors durch den Gesetzgeber gekommen ist. Teile der notwendigen Regelsetzungen sind immer im autonomen Regelungsbereich der Unternehmen verblieben. So ist z.B. die Deutsche Verbundgesellschaft, die ja wichtige Aufgaben des Gesamtsystems übernimmt, eine aus dem Zusammenwirken der Unternehmen entstandene Institution, die keiner politischen Regulierung unterliegt. Von einer europäischen Regelung ist mit Recht zu erwarten, daß sie nicht hinter eine solche Art von Offenheit zurückfällt.

4.2.2. Osteuropa

In den osteuropäischen Ländern ist eine große ordnungspolitische Aktivität zur Umgestaltung der Rahmenbedingungen auch in der leistungsgebundenen Energiewirtschaft zu beobachten. Die Ergebnisse solcher von widerstreitenden Interessen geprägter Auseinandersetzungen sind in vieler Hinsicht offen. Für die deutsche Energiepolitik scheint mir von besonderer Bedeutung, sich auf diese Öffnung und Offenheit einzustellen. Die längerfristig wünschenswerte Integration der osteuropäischen Länder gibt Deutschland aufgrund der geographischen Lage und auch der Größe unseres Landes eine besondere Bedeutung. In uns werden große Erwartungen gesetzt. Wie anders als durch eine größere Marköffnung bei uns selbst sollten wir darauf antworten?

Während die Entwicklung des westeuropäischen Marktes, die viele Jahre lang in Deutschland in der leistungsgebundenen Energiebranche als Schreckgespenst diskutiert wurde, eigentlich

angesichts des Entwicklungsstandes der Energieversorgung in den beteiligten Ländern und der Festlegung vieler Strukturen kaum große Veränderungspotentiale enthielt, ist dies auf der osteuropäischen Seite anders, da hier noch viele grundlegende Entwicklungen bevorstehen. Dies ist Grund genug, um über die innere Marktstruktur der leitungsgebundenen Energiewirtschaft in Deutschland bei uns intensiver als bisher nachzudenken.

4.2.3. *Einspeisegesetz*

Eine der energiepolitischen Innovationen der letzten Jahre war die Verabschiedung des Einspeisegesetzes für erneuerbare Energie. Dieses Gesetz sieht einen Einspeisezwang für bestimmte definierte Energieprodukte zu gesetzlich festgelegten Mindestpreisen vor.

Es steht außer Zweifel, daß im Bereich der regenerativen Energie Entwicklungsimpulse notwendig sind, um die Produktentwicklung und Markteinführung in diesem Bereich zu verstärken. Hier handelt es sich um Zukunftsinvestitionen.

Auf der anderen Seite ist das Gesetz sicherlich eine ordnungspolitische Fehlkonstruktion.

1. Da die erneuerbaren Energien, die durch das Gesetz gefördert werden sollen, entsprechend ihrem natürlichen Vorkommen (wie bei Wasserkraft und Wind etc.) regional ungleich verteilt sind, werden diejenigen Regionen am stärksten belastet, in denen die Einspeisung am höchsten ist. Die Verringerung der Umweltbelastung, die allen zugute kommt, wird also von den Anbietern der erneuerbaren Energieträger bezahlt. Sicherlich eine falsche Anreizkonstruktion.
2. Die im Gesetz vorgesehenen festen Einspeisevergütungen sind willkürlich festgesetzte Subventionen. Häufig wird zu ihrer Begründung darauf verwiesen, daß konventionelle Energieträger mit ihren externen Kosten belastet werden müßten, um einen fairen Vergleich zwischen konventioneller und alternativer Energie durchführen zu können. Dieser Gedanke ist zwar richtig, läßt sich aber auf das Einspeisegesetz überhaupt nicht anwenden. Die externen Kosten einer aus fossiler Energie erzeugten Kilowattstunde sind nämlich völlig unabhängig davon, von welcher erneuerbaren Energie sie ersetzt werden. Insofern sind gerade nicht die externen Kosten der konventionellen Energie der Maßstab für die Einspeisevergütung, vielmehr wurden hier Beträge festgelegt, die als ausreichend erachtet wurden, um bestimmten Optionen erneuerbarer Energie eine wirtschaftliche Basis zu geben.

Gerade aufgrund der Wirksamkeit des Gesetzes selbst haben sich die Marktbedingungen, z. B. bei der Windenergie verändert. Es scheint nicht angemessen, daß der Gesetzgeber Einspeisebeträge festsetzt, die dann weniger die Marktverhältnisse als die Lobbyingstärke unterschiedlicher Gruppen widerspiegeln werden.

Ein richtigerer Ansatz schiene mir, aus öffentlichen Mitteln, die auch aus einer Sonderabgabe stammen könnten, Anlagen zu fördern und dabei dem Wirtschaftlichkeitsgebot durch Ausschreibungsverfahren Rechnung zu tragen. In diesem Zusammenhang ist die in Großbritannien geübte Praxis von hohem Interesse. Die Einspeisevergütung für die Energie kann dann nach

den üblichen Regeln erfolgen. Bei einer solchen Lösung würde den von mir vorgebrachten Einwendungen Rechnung getragen. Die entscheidende Frage ist dann, wieviel erneuerbare Energie angeboten werden soll. Diese Frage ist richtiger Weise im politischen Raum zu entscheiden, soweit es um die Subventionierung der Anlagen geht.

Ein alternativer Weg - mit dem erstgenannten auch kombinierbar - würde darin bestehen, daß die Verbraucher freiwillig Preiszuschläge für erneuerbare Energien entrichten, und daß die Versorgungsunternehmen aus diesen zusätzlichen Einnahmen zusätzlich erneuerbare Energien kaufen.

4.2.4. Energiesteuer

Die Besteuerung von Energie wird heute als eine Möglichkeit diskutiert, fiskalische Notwendigkeiten einzusetzen, um eine effektivere Ausnutzung von Energie bei den Anwendern anzuregen. Verbrauchssteuern gelten in der allgemeinen Steuersystematik nicht als besonders gut geeignete Instrumente, da sie besonders wenig neutral wirken. Im Rahmen einer ökologischen Steuerreform wäre allerdings gerade diese „Nichtneutralität“ erwünscht, da ja die Steuer Anreizwirkungen in Richtung von weniger Verbrauch entfalten soll.

Die Diskussion um diese Frage ist eingebettet in die allgemeine wirtschaftspolitische Diskussion um die Höhe der Staatsquote. In dieser Hinsicht wäre eine Energiebesteuerung akzeptabel, wenn Steuersenkungen an anderer Stelle erfolgen, so daß die gesamte Steuerbelastung sich nicht ändert.

Schwieriger ist die Frage der internationalen Wettbewerbsverzerrungen, die nur ausgeschaltet werden könnten, wenn ein vollständiger Grenzausgleich vorgesehen würde. Eine solche Forderung ist aber bei Verbrauchssteuern utopisch, da der Ausgleich sich ja vor allem auf die indirekte, in den Produkten enthaltene Energie beziehen müßte. Dies ist administrativ nicht lösbar. Es verbleibt dann nur die Möglichkeit, ausschließlich Endverbraucher mit der Steuer zu belasten.

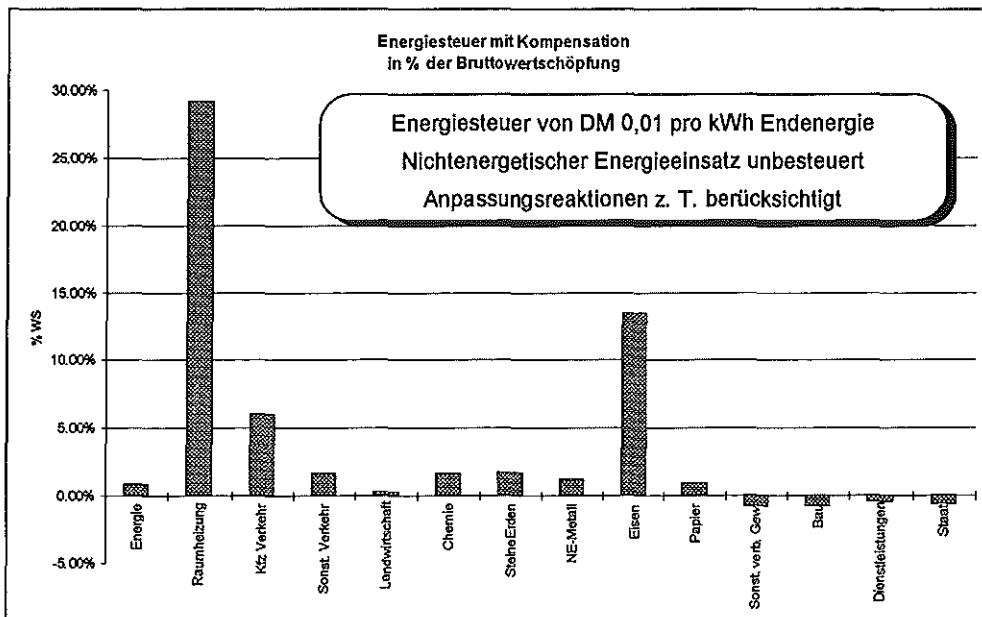
Aufgrund einiger jüngerer Gutachten verbinden sich mit einem Umsteuern in Richtung von weniger Energieverbrauch durch effektivere Nutzung und alle damit verbundenen Umstrukturierungsvorgänge Hoffnungen auf erheblich positive Arbeitsmarkteffekte.²² Eine insgesamt aufkommensneutrale Besteuerung von Energie kann z.B. durch Kompensationszahlungen bei den Arbeitgeberbeiträgen zur Sozialversicherung erreicht werden. Dabei steigen die Kosten in den Wirtschaftszweigen, in denen der Energieeinsatz pro Beschäftigten überdurchschnittlich hoch ist, während die Kosten in Wirtschaftszweigen mit geringerem Energieeinsatz pro Beschäftigten aufgrund der überdurchschnittlichen Kompensation fallen. Die Grundstoffbereiche Chemie, Metallherzeugung und Bau, Steine, Erden würden stark belastet, während das verarbeitende Gewerbe und insbesondere der Dienstleistungsbereich entlastet würden. Weiterhin

²² Vgl. Bach, S., M. Kohlhaas, V. Meinhardt, B. Praetorius, H. Wessels, R. Zwiener: Ökosteuer - Sackgasse oder Königsweg? Ein Gutachten des DIW für Greenpeace e.V., Berlin 1994

würden die Konsumenten im Bereich des privaten Kraftfahrzeugverkehrs und bei der Raumheizung belastet.

Die Abbildung 3 zeigt exemplarisch die Belastungswirkungen einer solchen Steuer, die mit Hilfe des makroökonomischen Informationssystem Ikarus (MIS)²³ ermittelt wurde. Die Be-/Entlastung wird als Anteil der Wertschöpfung der Sektoren ausgedrückt. Deutlich zeigt sich die Asymmetrie der Belastungs- und Entlastungswirkungen. Während in den entlasteten Sektoren nur eine sehr geringe relative Entlastung entsteht, ist die relative Belastung in den belasteten Bereichen teilweise sehr hoch.

Abbildung 3: Beispielhafte Rechnung zur Energiesteuer



Quelle: Eigene Berechnung mit dem makroökonomischen Informationssystem Ikarus (MIS)

- Es ist schwer mit Hilfe von quantitativen Modellen in einer solchen Situation den Nettoeffekt auf die Beschäftigung abzuschätzen. Es entstehen positive wie negative Beschäftigungsimpulse. Angesichts der Schwierigkeit des Grenzausgleichs könnten durchaus die negativen Effekte überwiegen, wenn in belasteten Bereichen eine Kapitalflucht entsteht.
- Wenn in Sektoren mit hohem Energieeinsatz der Energieverbrauch gesenkt wird, so verringert dies die Entlastungswirkung für die entlasteten Sektoren, da das Steueraufkommen

²³ MIS ist beschrieben in: Pfaffenberger, W., Ströbele, W.: Projekt Ikarus: Makroökonomisches Informationssystem Ikarus, Endbericht, 3Bde., Oldenburg 1995

sinkt. Damit könnte aufgrund der erwünschten Substitutionsvorgänge ein Wechselbadeffekt entstehen, der strukturpolitisch unsinnig ist.

- Auch durch noch so hohe Substitutionsanstrengungen kann die Steuer immer nur zum Teil vermieden werden. Dies liegt aber nicht im Sinne der Umweltzielsetzungen. Um diese unerwünschte Wirkung zu vermeiden, müßten Freibeträge eingeführt werden. Insofern wäre ein Instrumentarium, das auf Emissions- oder Energieverbrauchszertifikaten evtl. in Kombination mit einer Abgabe beruht, einer reinen Steuerlösung vorzuziehen und würde insbesondere die strukturpolitischen Verzerrungseffekte vermeiden.
- Eine systematisch bessere Grundlage für ein solches Instrumentarium sind nicht vermeidbare Emissionen, insbesondere etwa CO₂.

4.2.5. Energieagenturen

In den letzten Jahren haben alle Bundesländer Energieagenturen gegründet, die zum Teil unterschiedlich konstituiert wurden und auch eine verschiedene Bandbreite von Zielen verfolgen. Allen gemeinsam ist der Gedanke, daß die Umsetzung von Energieeffizienzverbesserungen und anderen Formen des Strukturwandels, insbesondere auf der Energienachfrageseite, auf eine große Zahl von Hemmnissen trifft. Im Verhältnis zur Angebotsseite besteht dadurch für die Nachfrageseite ein struktureller Nachteil, insgesamt wird daher das volkswirtschaftliche Optimum von Energieeffizienz einerseits und Energieangebot andererseits nicht getroffen. Durch Vermittlung von Informationen, Überbrückung von Finanzproblemen u.v.a. soll hier außerhalb des unmittelbaren staatlichen Rahmens Abhilfe geschaffen werden.

Die Erfolge dieser Bemühungen liegen nach meinem (begrenzten) Kenntnisstand hier noch im kleinen. Der Ansatz als solcher ist aber von hohem Interesse, denn in diesen Agenturen hat sich ein neuer Politikstil konstituiert, der zukunftsprägend sein könnte. Außerhalb ordnungsrechtlicher Bestimmungen und ohne direkte staatliche Intervention versuchen die Agenturen Kristallisationskerne für strukturellen Wandel zu bilden, ohne die Berücksichtigung wirtschaftlicher Notwendigkeiten durch politische Bekenntnisse zu ersetzen.²⁴

5. Zusammenfassende Bewertung

Folgende Handlungsbedarfe im Bereich der Energiepolitik haben sich ergeben:

1. Förderung der Substitutionsprozesse im Bereich des Ressourcenangebots und der Energieeffizienz.

²⁴ Eine ausführliche Analyse der Arbeit der niedersächsischen Energieagentur in: Heese, G., Pfaffenberger, W., Winkler, S.: Chancen und Probleme einer Energieagentur im energiepolitischen Umfeld - Bericht über die Begleitstudie zur niedersächsischen Energieagentur, Münster 1995

2. Öffnung des Ordnungsrahmens zur Ermöglichung von mehr Wettbewerb und Bereitstellung einer rechtlichen Infrastruktur für einen geänderten Ordnungsrahmen.
3. Überprüfung der Umweltpolitik im Hinblick auf diesen Ordnungsrahmen.
4. Entwicklung einer Politikkoordination zur Integration der Zukunftsvisionen unterschiedlicher gesellschaftlicher Gruppen.

Die Energiepolitik in Deutschland weist sowohl Momente der Förderung des Strukturwandels auf wie Momente der Beharrung. Angesichts des starren Ordnungsrahmens haben die Beharrungsmomente noch ein zu großes Gewicht. Im Rahmen des europäischen Binnenmarktes kann ist mit einer Öffnung des Ordnungsrahmens zu rechnen. Daraus ergibt sich ein gewisser Druck zur Verstärkung der Förderung des Strukturwandels.

Auf der anderen Seite wird durch eine wettbewerbliche Öffnung die Energiepolitik nicht überflüssig. Sie sollte sich verstärkt der Aufgabe zuwenden, Koordinationsinstrumente zu entwickeln, die eine Verständigung der gesellschaftlichen Gruppen über die langfristigen Ziele der Energiepolitik ermöglichen. Nur so scheint es möglich, die hemmende Wirkung der „informal constraints“ abzubauen.

Literatur

- Bach, S., M. Kohlhaas, V. Meinhardt, B. Praetorius, H. Wessels, R. Zwiener: Ökosteuer - Sackgasse oder Königsweg? Ein Gutachten des DIW für Greenpeace e.V., Berlin 1994
- Beelitz, H. U.: Die Vorschläge der Europäischen Kommission zur Gestaltung des Binnenmarktes für Elektrizität, in: Pfaffenberger, W. (Hrsg.): Mehr Wettbewerb in der Stromversorgung, Idstein 1992, 101 - 122
- Common, M.: Environmental and Resource Economics, London 1988
- Der Rat von Sachverständigen für Umweltfragen, Umweltgutachten 1996, Stuttgart 1996
- Endres, A.: Umweltökonomie, Darmstadt 1994
- Friedrich, R., Großmann, A., Krewitt, W., Mayrhofer, P.: Externe Kosten der Stromerzeugung, Stand der Diskussion, Frankfurt 1996
- Fritsch, M., Wein, T., Ewers, H.-J.: Marktversagen und Wirtschaftspolitik, München 1996
- Gröner, H.: Die Ordnung der Deutschen Elektrizitätswirtschaft, Baden-Baden 1975
- Hansmeyer, K.-H., Schneider, H. K.: Umweltpolitik: Ihre Fortentwicklung unter marksteuernden Aspekten, Göttingen 1990
- Hansmeyer, K.-H.: Das Spektrum umweltpolitischer Instrumente, in: König, H. (Hrsg.): Umweltverträgliches Wirtschaften als Problem von Wissenschaft und Politik, Schriften des Vereins für Socialpolitik, Bd. 234, Berlin 1993, S. 63 - 86.
- Hasse, D.: Ökonomische Möglichkeiten und Grenzen des Einsatzes dezentraler Technologien in der Elektrizitätswirtschaft. Münster 1994
- Heese, G., Pfaffenberger, W., Winkler, S.: Chancen und Probleme einer Energieagentur im energiepolitischen Umfeld - Bericht über die Begleitstudie zur niedersächsischen

- Energieagentur, Münster 1995
- Jarass, H. D.: Europäisches Energierecht, Berlin 1996
- Joskow, P.L., Marron, D.B.: What does a Negawatt really cost? Evidence from Utility Conservation Programs“, in: The Energy Journal, vol. 13, 1992, 41-74
- Klopfer, T., Schulz, W.: Märkte für Strom, Internationale Erfahrungen und Übertragbarkeit auf Deutschland, München 1993
- Lammers, G.: Zur Regulierung der Elektrizitätswirtschaft, Theoretische Ansätze und die Praxis in ausgewählten Ländern der Europäischen Gemeinschaft, Idstein 1992
- Löwer, W.: Energieversorgung zwischen Staat, Gemeinde und Wirtschaft, Köln 1989
- Lukes, R.: Ein EWG Binnenmarkt für Elektrizität - Realität oder Utopie, Vorträge und Diskussionsberichte, Köln 1988
- Masuhr, K. P., Wolff, H., Keppler, J.: Die externen Kosten der Energieversorgung, Stuttgart 1992
- Monopolkommission: Mehr Wettbewerb ist möglich, erstes Hauptgutachten, Baden-Baden 1977
- North, D. .C.: Institutions, Institutional Change and Economic Performance, Cambridge 1990
- Oesterwind, D., Pfaffenberger, W., Hasse, D.: Energieversorgung für eine offene Gesellschaft, auf der Suche nach der besseren Lösung, Essen, 1996
- Opitz P., Pfaffenberger, W.: Verpaßte Stunde Null? Transformation am Beispiel der russischen Elektrizitätswirtschaft, Münster 1996
- Peters, H.-R.: Energieverknappung und Marktwirtschaft, Diskussionsbeitrag 16-81, Oldenburg 1981
- Peters, H.-R.: Sektorale Strukturpolitik, 2. Auflage, München 1996
- Pfaffenberger, W. unter Mitarbeit von Kemfert, C. und Scheele, U.: Arbeitsplatzeffekte von Energiesystemen, Frankfurt 1995
- Rügge, P.: Zur Regulierung des europäischen Erdgasmarktes, Frankfurt am Main u.a., 1995
- Schulz, W.: Ordnungsprobleme der Elektrizitätswirtschaft, München 1979
- Streit, M.: Theorie der Wirtschaftspolitik, Düsseldorf 1991
- Ströbele, W.: Rohstoffökonomik, München 1987
- Stützel, W.: Preis, Wert und Macht, unveränderter Neudruck der Tübinger Dissertation von 1952, Aalen 1972
- Ueberhorst, R.: Der Energiekonsens oder Die Überwindung der paradoxen Popularität positioneller Politikformen, in : Koenigs, T., Schaeffer, R. (Hrsg.): Energiekonsens? - Der Streit um die zukünftige Energiepolitik, München, 1993
- Weizsäcker, C. C. von: Institutioneller Wandel im Prozeß der wirtschaftlichen Entwicklung: Warum wir heute so viel von Deregulierung sprechen, in: Fulda, E. (Hrsg.): Energieunternehmen in einem kritischen Umfeld, Köln 1994
- Yergin, D.: Der Preis : die Jagd nach Öl, Geld und Macht. Übers. von Gerd Hörmann. Gegenüber dem Original überarbeitete und aktualisierte Version, Frankfurt am Main, 1991

Grundlagen der Energiepolitik

Knut Kübler

Bundesministerium für Wirtschaft

Villemombler Str. 76

53123 Bonn

1. Hintergrund

Ein Land, eine Region, eine Stadt, die direkt oder indirekt an der Gestaltung ihrer Energieversorgung mitwirkt, betreibt Energiepolitik.

In dieser weiten Definition hat Energiepolitik eine lange Tradition. Wer nach den ersten praktischen Beispielen sucht, kann bis ins 4. Jahrtausend vor Christus zurückgehen. Damals haben die Herrscher in den Schwemmlandgebieten des Euphrat und Tigris die Grundlage für leistungsfähige Bewässerungssysteme geschaffen. Im Mittelpunkt standen neue institutionelle Regelungen, die wir heute Energiepolitik nennen würden: Einführung von geschützten Tempelbezirken und hoheitliche Befugnisse für Priester zur Durchsetzung von besonderen Verteil- und Rationierungssystemen. Diese Bewässerungsanlagen waren die ersten großen „solaren Energiesysteme“. Durch die gesteuerte Wasserzufuhr war es nämlich jetzt mit einem Schlage möglich, die „Sonnenenergie“ beim Anbau von Getreide besser zu nutzen. Ergebnis war eine bis dahin kaum denkbare Ausdehnung der Nahrungsmittelproduktion und in deren Folge die Entwicklung einer der ersten Hochkulturen.

Es gibt auch Beispiele aus der jüngeren Geschichte. Hier fällt der Blick vor allem auf:

- die staatlichen Engagements zur Förderung der Kohle, der Dampfmaschinen und der Eisenbahn Ende des 18. Jahrhunderts,

- die Flankierungen beim weltweiten Aufbau der Mineralölversorgung nach Entdeckung der ersten großen Ölfelder in Pennsylvania 1859, bei der Entwicklung des Automobils, des Individualverkehrs und der Petrochemie,
- die Hilfen bei der Elektrifizierung von Wirtschaft und Gesellschaft Ende des 19. Jahrhunderts und schließlich
- die großzügige Unterstützung bei der Entwicklung der Kernenergie nach dem Ende des 2. Weltkrieges.

Diese kurze Übersicht erinnert daran, daß zwischen Politik, Energieversorgung und der wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit eines Landes ein enger Zusammenhang besteht. Eine „gute Politik“ führt zu einer effizienten Energieversorgung und eine effiziente Energieversorgung wiederum stärkt die Wirtschaft, fördert Wachstum und Wohlstand. Vor diesem Hintergrund wird schnell verständlich, warum Regierungen der Energiepolitik eine so große „strategische“ Bedeutung zumessen.

Die folgenden Überlegungen versuchen, einen Überblick über die Grundlagen der heutigen Energiepolitik zu geben. Aus didaktischen Gründen konzentriert sich die Darstellung auf Konzeption und Prinzipien. Energiewirtschaftliche Einzelfragen werden nicht behandelt. Auch auf eine Beschreibung der aktuellen energiepolitischen Debatte wurde bewußt verzichtet (darüber informiert der Vortrag am 01. Oktober 1996).

2. Energiepolitik als Optimierungsaufgabe

„Energiepolitik treiben“ heißt, sich auf die Lösung einer Optimierungsaufgabe einlassen. Der oder die Entscheidungsträger müssen aus der Anzahl möglicher Politiken die Politik auswählen, die ihren Zielen am nächsten kommt.

Es lohnt sich, diese Optimierungsaufgabe etwas näher zu betrachten und in einzelne Schritte zu zerlegen.

Im ersten Schritt sollte sich die Politik eine Übersicht darüber verschaffen, wie das Energiesystem „in Wirklichkeit“ funktioniert. Sie muß sich insbesondere darüber klar werden:

- wie die Größen innerhalb des Energiesystems, die sog. endogenen Variablen, zusammenspielen (zum Beispiel: simultane Bestimmung von Energieangebot, Energienachfrage und Energiepreisen),
- wie die Größen außerhalb des Energiesystems, die sog. exogenen Variablen (Bevölkerung, internationale Trends), auf die energiewirtschaftliche Entwicklung einwirken und schließlich
- wie die von der Politik beeinflussbaren Größen, die sog. Instrumentvariablen (ordnungsrechtliche Regelungen, Subventionen usw.), die Märkte steuern.

Man kann sich vorstellen, daß alle diese Kenntnisse in den Köpfen der Entscheidungsträger wie in einer Art Modell „geronnen“ sind. Und dieses Modell kann man formal wie folgt fassen:

$$(1) \quad y_t A_1 + y_{t-1} A_2 + z_t A_3 + r_{t-1} A_4 = \varepsilon_t$$

Dabei sind:

- y_t : Vektor der endogenen Variablen zum Zeitpunkt t ,
- z_t : Vektor der exogenen Variablen zum Zeitpunkt t , die von der Politik nicht beeinflusst werden können.
- r_t : Vektor der exogenen Variablen zum Zeitpunkt t , die von der Politik beeinflusst werden können (Instrumentvariablen),
- ε_t : Vektor mit stochastischen Störeinflüssen zum Zeitpunkt t ,
- A_i : Matrizen mit Struktur- und Verhaltensparametern des Systems.

In einem zweiten Schritt müssen die Entscheidungsträger eine Zielfunktion entwickeln, die den gewünschten „Output“ der Energiepolitik in Abhängigkeit von bestimmten, speziell ausgewählten endogenen Größen des Energiesystems, den sog. Zielvariablen y_t (z. B. Einsparquoten, Energieproduktivität, Emissionsniveau usw.), sowie den Instrumentvariablen r_t beschreibt.

Der „Output“ der Energiepolitik selbst sei numerisch meßbar, etwa in Gestalt einer Indexreihe S („success“).

$$(2) \quad S = S(y_t, r_{t-1})$$

Damit ist die Optimierungsaufgabe beschrieben:

$$(3) \quad \max_{r_t} S(y_{t+1}, r_t)$$

unter der Nebenbedingung von (1) und anderen Nebenbedingungen.

Die Politik ist also aufgerufen, die Instrumentvariablen r_t so zu setzen, daß die Werte der Zielfunktion S maximal werden. Dabei kommen über die Nebenbedingung (1) die Reaktionsmechanismen von Produzenten, Investoren und Verbrauchern ins Spiel. Weitere Nebenbedingungen, die noch formuliert werden müßten, erfassen technische und strukturelle Restriktionen.

Auf eine dieser Restriktionen wird in der praktischen Politik oft hingewiesen. Energiepolitik sollte verläßlich und stetig sein. Das liegt an der langen Lebens- und Kapitalbindungsdauer der Anlagen im Energiebereich. Kraftwerke haben eine Lebensdauer von 30 bis 40 Jahren, Leitungsnetze halten 60 Jahre und Bergwerke „leben“ 80 Jahre und mehr. Daraus folgt, daß man die Bewertungsparameter in der Zielfunktion (2) nicht abrupt verändern sollte. Auch bei Auswahl und Dosierung der energiepolitischen Instrumente sollte man nicht ohne Not von heute auf morgen „umsatteln“, sondern eher auf langsame Anpassungen hinarbeiten (im Interesse des bestehenden Kapitalapparates).

Diese Entfaltung des Optimierungsproblems führt zu drei Fragen, auf die wir im folgenden näher eingehen werden, nämlich:

- die Frage nach dem Verständnis der Politik über die Funktionsweise des Energiesystems (in Kapitel 3 und 4),
- die Frage nach den Zielen (in Kapitel 5) und schließlich
- die Frage nach den Instrumenten der Energiepolitik (in Kapitel 6).

3. Marktwirtschaftliche Orientierung

Die Energiepolitik geht als „Generalregel“ von der Gültigkeit marktwirtschaftlicher Prinzipien aus. Das bedeutet:

1. Produzenten, Investoren und Verbraucher haben bei ihren wirtschaftlichen Entscheidungen Spielräume. Jeder Unternehmer kann den Energieträger anbieten, von dem er sich Absatz und Gewinn verspricht. Jeder Konsument kann zur Deckung seines Energiebedarfs den Energieträger wählen, den er möchte. Es gibt keine Mengenzuweisungen.
2. Die Energiemärkte sind offen. Es gibt möglichst wenig Begrenzungen des Marktzugangs und des Marktaustritts. Wirtschaft und Verbraucher haben auch freien Zugang zu den internationalen Märkten.
3. Die Unternehmen der Energiewirtschaft sind in privaten Händen. Sie tragen das unternehmerische Risiko (solange der Markt funktioniert, haben sie daher auch ein Anrecht darauf, eine angemessene Rendite auf ihr investiertes Kapital zu erwirtschaften).
4. Zwischen den einzelnen Energieträgern besteht soweit wie möglich Wettbewerb. Wettbewerbsparameter sind nicht nur der Preis, sondern auch die spezifischen Eigenschaften der jeweiligen Energieträger (Energieinhalt, Transporteignung, Lagerfähigkeit, mögliche Umweltbelastungen) sowie schließlich Service und Zuverlässigkeit der Anbieter.
5. Die Energiepreise bilden sich auf den Märkten nach Angebot und Nachfrage. Wächst das Angebot, sinkt der Preis; steigt die Nachfrage, steigt auch der Preis. Der Staat greift so wenig wie möglich in diese Gesetzmäßigkeiten der Preisbildung ein.
6. Die Energiepreise steuern im Zusammenspiel mit den Preisen für Arbeit, Kapital und den sonstigen Vorlieferungen das Verhalten von Produzenten, Investoren und Verbrauchern. Die Preise, insbesondere die Preisrelationen, geben auch die maßgeblichen Signale für Innovation, technischen Fortschritt und Strukturwandel.

Box 1: Das Geheimnis der Marktwirtschaft

In der hohen Eigenverantwortung von Produzenten, Investoren und Verbrauchern liegt der Kern für Effizienz und Flexibilität des marktwirtschaftlichen Systems. Die Marktwirtschaft stellt den „Geldbeutel“ in den Mittelpunkt der Entscheidungsprozesse. Der „Geldbeutel“ ist aber das „empfindlichste Körperteil“ des Menschen und von daher hat in der Marktwirtschaft jeder einzelne einen besonders starken Anreiz

- Chancen und Risiken zweimal abzuwägen, bevor er investiert,
- sich doppelt zu engagieren, um ein Projekt zum Durchbruch zu verhelfen,
- aber auch ein Vorhaben kurzerhand abubrechen, wenn dadurch Verluste in Grenzen zu halten sind.

Dieser Druck des „Geldbeutels“ ist nicht überall beliebt und muß immer wieder erneut durchgesetzt werden; vor allem auch gegen den Widerstand der Wirtschaft. Diese Erfahrung mußte auch Ludwig Erhard beim Wiederaufbau nach dem 2. Weltkrieg machen. Der in einer seiner berühmtesten Reden am Vorabend der Währungsreform im Juni 1947 dazu gegebene Hinweis spricht Bände: „Ich kann Ihnen sagen, daß es unter den Unternehmern große Kreise gibt, die sich unter der bisherigen Wirtschaftspolitik sehr wohl gefühlt haben“ (gemeint war die Kommandowirtschaft des Nationalsozialismus).

Man sieht, daß das marktwirtschaftliche System (in dieser zunächst noch stark theoretischen Konstruktion) auf staatliche Interventionen verzichtet und dem privaten Engagement Vorrang gibt. Die Steuerung liegt in erster Linie in den „unsichtbaren Händen“ des Marktes. Der Markt gibt die entscheidenden Anreiz-, Lenkungs- und Kontrollsignale für eine optimale Allokation der Produktionsfaktoren (Arbeit, Kapital, Energie und Rohstoffe). Daraus folgt unmittelbar, daß die Politik zwar für klare Rahmendaten sorgen muß, aber ansonsten ihre Hände möglichst weit weg von dem „Instrumentenkasten“ staatlicher Interventionen halten sollte.

Das ist die Theorie. In der Praxis kann der Staat die Rolle des energiepolitischen „Nachtwächters“ nicht durchhalten. Ursache dafür sind technische und wirtschaftliche Besonderheiten des Energieversorgungssystems. Sie zwingen zu einer Präzisierung des marktwirtschaftlichen Modells.

4. Energiepolitische Präzisierung

Das Steuerungsvermögen der marktwirtschaftlichen Kräfte bei der Energieversorgung wird vor allem in vier Teilbereichen begrenzt. In diesen Bereichen sieht die Politik eine Notwendigkeit zu intervenieren. Dabei wird im einzelnen wie folgt argumentiert:

Argumentation I „Risikovorsorge“

Die Dienstleistungen, die das Energiesystem in Form von Wärme, Kraft, Licht und Information bereitstellt, sind von existentieller Bedeutung für die Bevölkerung. Ohne Energie „läuft“ nichts. Da die Marktteilnehmer aus ihrem individuellen Interesse heraus nicht genügend Anreize haben, die erforderlichen Maßnahmen zur Absicherung der Energieversorgung für die gesamte Volkswirtschaft zu treffen, sollte der Staat die Energieversorgung - flankierend zu den Marktprozessen - gezielt gegenüber allfälligen Störungen sichern.

Argumentation II „Kurzsichtigkeit des Marktes“

Die Marktteilnehmer haben eine hohe Gegenwartspräferenz. Das „heute“ ist Produzenten und Konsumenten wichtiger als das „morgen“. Sie treffen Entscheidungen über einen Planungshorizont von 3, 5 oder vielleicht auch 8 oder 10 Jahren. Die Energieversorgung unterliegt aber viel längeren Zeitrhythmen. Das wird am deutlichsten, wenn man sich klar macht, wie lange nach den vorliegenden Abschätzungen der Energiebedarf durch die heute bestimmenden fossilen Energieträger gedeckt werden kann. Die Reserven - das sind die Vorräte, die durch Exploration belegt und unter den derzeitigen Rahmendaten technisch und wirtschaftlich erschließbar sind - reichen bei Fortsetzung der gegenwärtigen Förderung bei Öl nur noch 43, bei Gas noch 67 und bei Kohle noch 185 Jahre. Mit Blick auf die Optimierung kommen damit deutlich längere Planungsfristen ins Spiel, die der Markt so nicht beachten kann. Auch hier ist der Staat gefordert. Zu seinen Aufgaben gehört es, die langfristigen Aspekte (z. B. das Interesse künftiger Generationen) in das aktuelle Entscheidungskalkül der Energieanbieter und Energienachfrager „hineinzubringen“.

Argumentation III „Infrastruktur und Wettbewerb“

Bei den leitungsgebundenen Energieträgern Strom und Gas gibt es Besonderheiten, die aus der Verwendung von Netzen zum Transport und zur Verteilung der Energie resultieren. Netze sind sehr langlebig und kapitalintensiv. Investitionen in diesem Bereich sind besonders risikoreich und werden eher getätigt, wenn dem jeweiligen Investor staatlich garantierte Absatzmärkte zugesprochen werden. Zur Absicherung der für die gesamte Volkswirtschaft wichtigen Netz-Infrastrukturen vergibt der Staat für die leitungsgebundenen Energieträger Versorgungsgebiete. Innerhalb des Versorgungsgebietes darf nur ein Unternehmen tätig sein. Mit anderen Worten: Der Staat beschränkt hier den Marktzugang und schließt Wettbewerb aus. Dadurch ergibt sich allerdings automatisch ein neues Marktdefizit, das „nachkorrigiert“ werden muß. Um zu verhindern, daß die jeweiligen Monopolunternehmen ihre marktbeherrschende Stellung ausnutzen, muß der Staat die Preise und andere ökonomische Parameter kontrollieren (Mißbrauchsaufsicht).

Argumentation IV „Umwelt“

Bei Gewinnung, Umwandlung und Nutzung von Energie wird zwangsläufig die Umwelt beeinträchtigt. Insbesondere durch die Verbrennung fossiler Energieträger entstehen umweltschädliche Emissionen, wie Staub, Schwefeldioxid, Stickoxide und das klimaschädliche Kohlendioxid. Diese „Nebenwirkungen“ der Energienutzung spielen im Entscheidungskalkül von Produzenten und Verbrauchern keine Rolle. Dadurch werden die Signale des Marktes verfälscht und die Energieversorgung verfehlt das angestrebte gesamtwirtschaftliche Optimum. Um Umweltschäden zu begrenzen oder zu vermeiden, greift der Staat ein und unterwirft die Energiegewinnung, den Energietransport und den Energieverbrauch speziellen Regelungen. Dazu gehört beispielsweise die Vorgabe von Emissions-Grenzwerten, die nicht überschritten werden dürfen.

Diese Argumentationslinien sind nicht konstant, sondern verschieben sich ständig im Licht neuer Daten und Fakten. Bei einem Blick auf die aktuelle Debatte fällt besonders auf, wie stark die Argumente für eine wettbewerbliche Sonderstellung des Energiesektors an Bedeutung verlieren. Auch die Notwendigkeit einer umfassenden staatlichen Risikovorsorge wird heute ge-

ringer akzentuiert. Dagegen ist der Stellenwert der Politik zur Bewahrung der Schöpfung deutlich gestiegen.

Zusammengefaßt zeigen diese Argumentationslinien, daß es trotz der marktwirtschaftlichen „Generalregel“ Felder gibt, auf denen die Politik intervenieren sollte, wenn sie ihre Ziele erreichen will. Was aber sind nun die Ziele der Energiepolitik?

5. Ziele der Energiepolitik

Energiepolitik ist Teil der Wirtschaftspolitik. Mit dieser Zuordnung ist auch ihre Aufgabe festgelegt. Sie sollte die Ziele der Wirtschaftspolitik unterstützen. Mit anderen Worten: Die Energiepolitik muß mitwirken, um wirtschaftliches Wachstum und Vollbeschäftigung mit Preisniveaustabilität und außenwirtschaftlichem Gleichgewicht zu verbinden.

Wie kann die Energiepolitik das am besten erreichen? Die Antwort lautet: Die Energiepolitik muß das System der Energieversorgung möglichst „effizient“ machen. Das heißt, sie muß darauf hinwirken, daß der Bedarf der Volkswirtschaft an Energiedienstleistungen auf lange Frist mit einem möglichst geringen Einsatz von Arbeit, Kapital und anderen Inputfaktoren (Aluminium, Stahl, Baustoffe usw.) bereitgestellt werden kann.

Die Ökonomen sagen: Die Energiebedarfsdeckung muß zu den langfristig geringsten gesamtwirtschaftlichen Kosten erfolgen. Eine Energieversorgung, die diesem Effizienzkriterium entspricht, nennt man auch „wirtschaftlich“.

Das Ziel der Wirtschaftlichkeit ist das oberste Ziel der Energiepolitik. Die Bedeutung des Wirtschaftlichkeitsgebots wird am deutlichsten, wenn man es in Beziehung zu den oben genannten wirtschaftspolitischen Zielen stellt (die ihrerseits zu den noch „höher“ liegenden gesellschaftspolitischen Zielen Frieden, Freiheit und Gerechtigkeit, hinführen).

Eine wirtschaftliche Energieversorgung

- stützt das Wachstum, weil das Energiesystem nicht unnötig Arbeit, Kapital und andere Inputfaktoren bindet, die an anderer Stelle der Volkswirtschaft eine produktivere Verwendung finden könnten,
- sichert über das höhere Wachstum den Beschäftigungsstand,
- stabilisiert über niedrige Energiekosten und niedrige Energiepreise das allgemeine Preisniveau und
- stärkt insgesamt die Leistungsfähigkeit der Volkswirtschaft, so daß es der Politik leichter fällt, das außenwirtschaftliche Gleichgewicht zu erhalten.

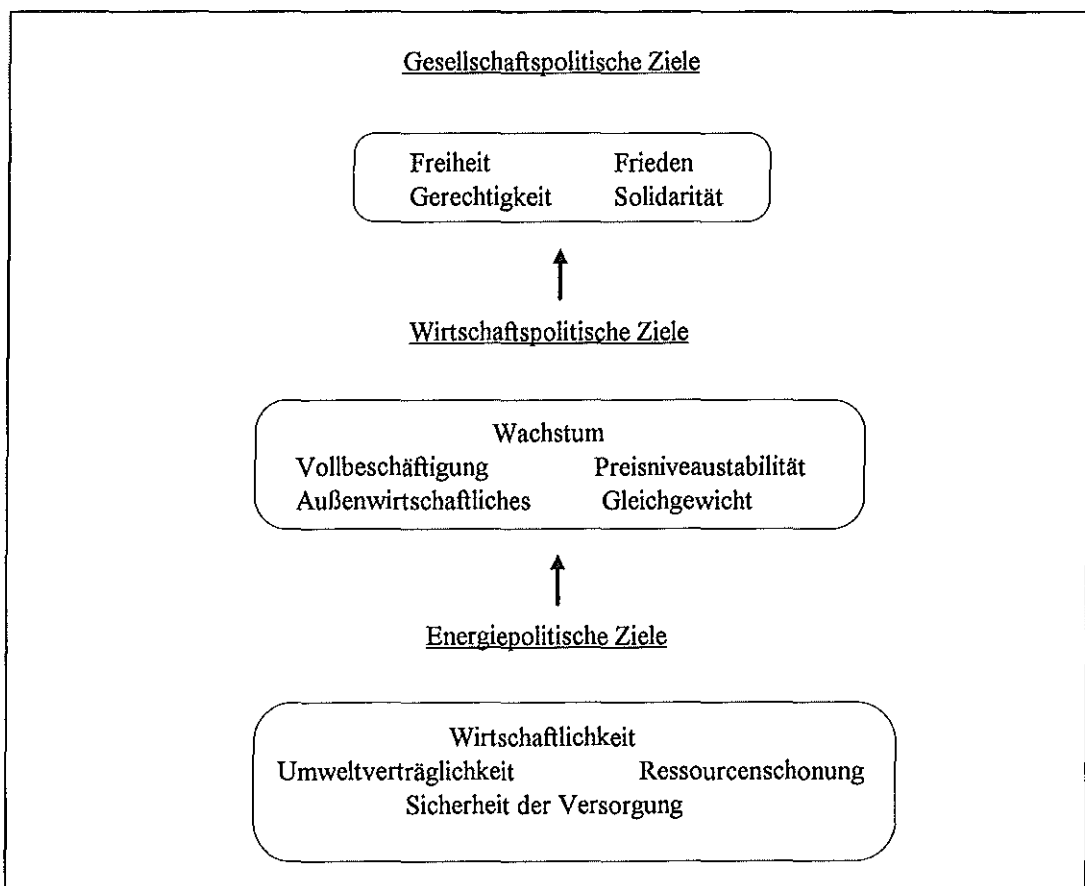
Neben der Wirtschaftlichkeit gibt es weitere Ziele:

1. Sicherheit der Energieversorgung: Die Energieversorgung soll zu jeder Zeit ausreichend und zuverlässig sein. Notwendig sind insbesondere Vorkehrungen gegenüber kurzfristigen Versorgungsstörungen (z. B. Unterbrechung der Energielieferungen durch Naturkatastrophen oder Unfälle). Daneben steht die Absicherung eines mittel- und längerfristig ausreichenden Energieangebots. Es gilt zu vermeiden, daß durch ein zu knappes Energieangebot die wirtschaftlichen Entwicklungsmöglichkeiten begrenzt werden.
2. Umweltverträglichkeit der Energieversorgung: Die Energieversorgung soll Leben und Gesundheit der Menschen sowie die Lebensbedingungen der gesamten Biosphäre so wenig wie möglich belasten. Die Energieversorgung soll auch so angelegt sein, daß das Risiko von Langzeitwirkungen (zum Beispiel auf das Klima) in Grenzen gehalten wird.
3. Ressourcenschonung der Energieversorgung: Die Energieversorgung soll mit Blick auf die Interessen künftiger Generationen möglichst sparsam mit den erschöpfbaren Energieresourcen umgehen.

An dieser Stelle ist es hilfreich, sich die Beziehungen zwischen den einzelnen Teilzielen noch einmal in einem größeren Zusammenhang vor Augen zu führen (Box 2).

„Wirtschaftlichkeit“ einerseits und „Sicherheit“, „Umweltverträglichkeit“ und „Ressourcenschonung“ andererseits werden oft als gegensätzliche Ziele dargestellt. Bei der hier zugrundeliegenden Definition der Wirtschaftlichkeit ist das aber falsch. Denn: Die „Wirtschaftlichkeit“ zielt auf eine Minimierung der gesamtwirtschaftlichen Kosten ab und nicht auf eine Minimierung der Energiekosten für Teilsysteme, etwa für eine einzelne Branche. In den gesamtwirtschaftlichen Kosten sind aber auch die Ausgaben für die Sicherung der Energieversorgung, für den Schutz (oder die Wiederherstellung) der natürlichen Umwelt enthalten. Auch die ökonomischen Konsequenzen eines zu langsamen oder zu schnellen Abbaus der natürlichen Ressourcen schlagen sich in den langfristigen gesamtwirtschaftlichen Energiekosten nieder.

Box 2: Ziele der Politik



Um das besser zu verstehen, helfen zwei Gedankenexperimente:

- Eine Energieversorgung, die keine Vorkehrungen gegen Versorgungsstörungen trifft, die die Umwelt rücksichtslos schädigt und die die Ressourcen ohne Beachtung ihrer begrenzten Verfügbarkeit ausbeutet, ist sicherlich „nicht wirtschaftlich“ (effizient).
- Genauso ist aber auch eine Energieversorgung „unwirtschaftlich“ (nicht effizient), die die Risikovorsorge übertreibt, die auf eine Energiebedarfsdeckung ohne jede Umweltbelastung (Nullemissionen) abzielt und die die Energievorräte weit unterhalb ihrer Möglichkeiten nutzt (weil damit unnötig hohe finanzielle Belastungen durch den Einsatz teurer Einspar-technologien bzw. die Nutzung anderer Energieträger entstehen).

Offensichtlich kommt es darauf an, bei der Risikovorsorge, bei der Umweltverträglichkeit und bei der Ressourcenschonung bestimmte „levels“ so anzusteuern, daß die Effizienz des Gesamtsystems langfristig möglichst groß wird, und die Energieversorgung so ihren maximalen Beitrag zur gesamtwirtschaftlichen Wohlfahrt leisten kann.

Aus diesen Überlegungen folgt eine wichtige Einsicht: Eine wirtschaftliche Energieversorgung darf nicht mit einer billigen Energieversorgung verwechselt werden. Im Gegenteil: Eine billige Energieversorgung kann gesamtwirtschaftlich sehr teuer werden, wie die Erfahrungen in der ehemaligen DDR gezeigt haben (Box 3).

Kommen wir zurück zu den energiepolitischen Zielen. Hauptaufgabe der Politik ist es, das Zielsystem möglichst präzise zu definieren und dann die Prioritäten im einzelnen festzulegen. Das ist schwierig, weil

- das Zielsystem immer an neue Herausforderungen angepaßt werden muß (bei den aktuellen Überlegungen auf diesem Feld geht es beispielsweise jetzt um die Integration eines neuen Super-Ober-Ziels „sustainability“),
- sich die Bewertungsparameter in der Zielfunktion auch kurzfristig verändern (einmal liegt das Augenmerk auf der Absicherung der Beschäftigung; ein anderes Mal hat der Umweltschutz Priorität; einmal steht die Bekämpfung der Inflation im Vordergrund; ein anderes Mal richten sich die politischen Überlegungen an der Sicherheit der Energieversorgung aus) und schließlich

- die Eigeninteressen der Entscheidungsträger eine Rolle spielen, an deren Offenlegung aber naturgemäß kein Interesse besteht (nach Auffassung der Neuen Politischen Ökonomie sind diese verborgenen Ziele aber gerade die wichtigsten, da Politiker in parlamentarischen Staaten einen starken Anreiz haben, die Instrumentvariablen zunächst einmal immer so zu setzen, daß ihre Wiederwahl gesichert wird - im Extremfall auch völlig losgelöst von den energiewirtschaftlichen Daten und Fakten).

Box 3: Unterschied zwischen billiger und wirtschaftlicher Energieversorgung

Die DDR Regierung hat den Strompreis für die privaten Haushalte bewußt billig gehalten. Berechnet wurden den privaten Verbrauchern Anfang 1990 rd. 8 Pf/kWh. Gleichzeitig lagen die Produktionskosten aber bei 24 Pf/kWh. Konsequenz: Der Stromwirtschaft fehlten allein durch die Geschäfte in diesem Verbrauchsbereich fast 3 Mrd. Mark pro Jahr in der Kasse. Dafür mußte der Staat einen Ausgleich schaffen. Der Zugriff erfolgte vor allem bei der Automobilproduktion. Wer beim Sachsenwerk in Eisenach einen „Trabant“ kaufen wollte, mußte für dieses Fahrzeug 11 000 Mark auf den Tisch legen. Wie wir heute wissen, betrugen die Produktionskosten aber nur 3 500 Mark. Die DDR-Regierung konnte so jährlich mehr als 1 Mrd. Mark „abschöpfen“. Wahrscheinlich ist es nicht falsch, wenn man sagt, daß die privaten Haushalte in der DDR den Strom erst beim Kauf eines „Trabi“ voll bezahlten (und korrekterweise auch dann noch nicht ganz, denn ein großer Teil der Aufwendungen zur Beseitigung der energiebedingten Altlasten wird jetzt auch von Bürgern aus den neuen Ländern bezahlt). Die gesamtwirtschaftlichen Konsequenzen dieser „billigen“ Energieversorgung liegen auf der Hand:

- Die Verbraucher zahlten für Strom zu wenig und hatten infolgedessen keine Anreize zum rationellen und sparsamen Umgang mit Energie.
- Gleichzeitig fehlten der Automobilindustrie die notwendigen Mittel, qualitativ hochwertige Fahrzeuge zu entwickeln und in ausreichender Stückzahl auf dem Markt anzubieten.

6. Handlungsfelder und Instrumente der Energiepolitik

Nachdem die Ziele abgesteckt und die Prioritäten festgelegt sind, steht die Energiepolitik vor einem zweistufigen Entscheidungsproblem. Sie muß entscheiden, auf welchen Handlungsfeldern sie tätig werden und welche Instrumente sie dazu im einzelnen einsetzen will.

Bei den Handlungsfeldern lassen sich dabei schematisch zwei Kategorien unterscheiden:

- Die eine Kategorie umfaßt alle Bereiche, die auf den Erhalt und die Verbesserung der marktwirtschaftlichen Ordnung abzielen. Diese Kategorie wollen wir in Anlehnung an ähnliche Abgrenzungen in der allgemeinen Wirtschaftspolitik mit dem Begriff „Energie-Ordnungspolitik“ bezeichnen. Die Ordnungspolitik konzentriert sich auf die Gestaltung der allgemeinen Rahmendaten, d. h. die Einhaltung der marktwirtschaftlichen Voraussetzungen im Energiebereich (offene Märkte, Wettbewerb, privatwirtschaftliches Engagement, freie Preisbildung usw.).
- Die andere Kategorie ist die „Energie-Prozeßpolitik“. Mit der Prozeßpolitik versucht der Staat Marktdefizite auszugleichen und den Marktprozeß gezielt zu beeinflussen.

Box 4: „Portfolio“ der energiepolitischen Instrumente

	Gebote/Verbote	Steuern/Abgaben	Subventionen	Information
Rahmendaten	x	x	x	x x x
Wettbewerb	x x x	x	x	x
Kosten/Preise	x	x x x	x x x	x
Energieträger	x	x	x x x	x
Natur/Umwelt	x x x	x	x	x
Technologie	x	x x x	x x x	x

Auf beiden Handlungsfeldern kann der Staat eine Vielzahl von Instrumenten nutzen. Zur Illustration einige Beispiele (Box 4):

- Die Sicherung marktwirtschaftlicher Rahmendaten erfolgt vor allem durch eine klare programmatische Festlegung (Information).
- Die Erhaltung und Stärkung des Wettbewerbs stützt sich in aller Regel auf ordnungsrechtliche Regelungen, wie etwa das Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (Verbot von Monopolen) oder das Energiewirtschaftsgesetz (Tarifaufsicht).

- Zur Beeinflussung von Kosten und Preisen werden überwiegend steuerpolitische Instrumente (Steuern/Abgaben und Subventionen) eingesetzt.
- Strukturpolitische Ziele, wie etwa die Erhaltung einer bestimmten Energieträgermischung, werden vor allem durch Subventionen abgesichert. Herausragendes Beispiel dafür ist die Abstützung der heimischen Steinkohle durch direkte Zuschüsse und andere Hilfen.
- Zum Schutz von Natur und Umwelt dominieren ordnungsrechtliche Regelungen (Gebote und Verbote). Das belegen beispielhaft das Bundesimmissionsschutzgesetz und die Großfeuerungs- und Kleinf Feuerungsanlagenverordnung.
- Technologiewahl und Technologieentwicklung werden prioritär durch steuerpolitische Maßnahmen und Subventionen beeinflußt.

Der Mix aus dem Portfolio der energiepolitischen Handlungsfelder und Instrumente charakterisiert die jeweilige Politik. Diese Mischung ist aber keinesfalls beliebig. Im Interesse der Leistungsfähigkeit der Energieversorgung muß der Schwerpunkt bei der „Energie-Ordnungspolitik“ liegen. Die „Energie-Prozeßpolitik“ kann nur flankieren. Gewinnen diese „Flankierungen“ ein Übergewicht, ist das ein Krankheitszeichen, denn übermäßige „Flankierungen“ führen in aller Regel entweder zu einer Ausdehnung der Subventionen, die die Volkswirtschaft belasten, oder strangulieren die Marktkräfte durch ein kleinteiliges Ordnungsrecht (Box 5).

7. Energieprogramm

Regierungen artikulieren ihre energiepolitischen Vorstellungen in Programmen. Darin bestimmen sie den Ordnungsrahmen, geben Ziele vor, setzen Prioritäten und erläutern, wo ihre Handlungsfelder liegen bzw. wie sie im einzelnen bei der Auswahl und Dimensionierung ihrer Instrumente vorangehen wollen. Programme erfüllen eine wichtige Funktion. Sie geben Produzenten, Investoren und Verbrauchern die notwendige Orientierung für ihre eigene Planung und Entscheidung.

Die Energiepolitik in Deutschland stützt sich in den Grundzügen auf das Energieprogramm, das die Bundesregierung im September 1973 vorgelegt hat. Es ist interessant festzustellen, daß die seinerzeit entwickelten Prinzipien alle großen energiewirtschaftlichen und politischen Ver-

änderungen der letzten 20 Jahre überlebt haben. Innerhalb dieser Grundprinzipien hat sich die Energiepolitik natürlich weiterentwickelt. Die Bewertung der Ziele wurde verändert, die Handlungsfelder verschoben sich, neue Instrumente kamen zum Einsatz.

Box 5: Zur Auswahl der Instrumente

Subventionen sind wie Sternschnuppen. Sie liefern momentane Knalleffekte, leuchten kurz auf und verglühen schnell.

Ordnungsrechtliche Regelungen sind wie Planeten. Sie glänzen oft heller als Fixsterne und werden von Nichtkennern oft mit diesen verwechselt. Allerdings haben sie nur geborgtes Licht, wandeln umher und haben nur einen begrenzten Umlauf.

Marktwirtschaftliche Regelungen sind dagegen wie Fixsterne. Sie stehen fest am Firmament und haben ihr eigenes Licht, das allerdings wegen der Höhe meistens Jahre braucht, ehe es den Erdbewohnern sichtbar wird.

(nach einer Formulierung von Schopenhauer)

Dreimal wurde das Energieprogramm fortgeschrieben, und zwar

- im November 1974 als Reaktion auf die erste Ölpreiskrise und das Ölembargo der OPEC nach dem Jom Kippur Krieg vom Oktober 1973,
- im Dezember 1977 als Reflex auf die anhaltende energiepolitische Debatte um die Kernenergie Mitte der 70er Jahre und schließlich
- im November 1981 zur Anpassung der Politik an die einschneidenden internationalen Veränderungen nach dem Sturz des Schahs im Februar 1979 und der dadurch ausgelösten 2. Ölpreiskrise.

Seit dieser Zeit, also seit fast 15 Jahren, verzichtet die Bundesregierung darauf, ihre energiepolitischen Vorstellungen unter eine „programmatische“ Überschrift zu stellen. Sie wählte andere Formen der Präsentation. Dazu zählen:

- der „Energiebericht“ vom September 1986, der die energiepolitische Orientierung nach dem Reaktorunfall von Tschernobyl am 26. April 1986 formulierte, und
- das „Energiepolitische Gesamtkonzept“ vom Dezember 1991, das aufzeigte, wie man die Energieversorgung Deutschlands nach der Wiedervereinigung am 3. Oktober 1991 gestalten wollte.

Die aktuelle energiepolitische Diskussion wird durch eine Vielzahl von Einzelthemen bestimmt. Dazu gehören insbesondere: Der notwendige Subventionsabbau bei der heimischen Steinkohle, Rahmendaten für die längerfristige Nutzung der Kernenergie, die künftige Rolle der erneuerbaren Energieträger, die Liberalisierungsbemühungen bei Strom und Gas im Kontext der europäischen Energiepolitik sowie schließlich die energiepolitischen Implikationen einer durchgängig stärkeren Akzentuierung ökologischer Zielsetzungen.

Die Debatte um diese Fragen ist noch im Gange. Die Ergebnisse werden zu gegebener Zeit in ein neues Energieprogramm einfließen. Dieses zukünftige Programm wird aber darüber hinaus vor allem eine Antwort auf die Frage geben müssen, wie die Energiepolitik den Wirtschaftsstandort Deutschland in einem immer härteren globalen Wettbewerb sichern und gleichzeitig durch Einsparung und Umstrukturierung der Energieversorgung einen Beitrag zum Schutz der Erdatmosphäre leisten kann.

Literatur:

- [1] Bundesministerium für Wirtschaft: Energiepolitik für das vereinte Deutschland, Bonn 1991.
- [2] Deutscher Bundestag (Hrsg.): Zukünftige Kernenergie-Politik, Bericht der Enquete-Kommission des Deutschen Bundestages, Bonn 1980.
- [3] Deutscher Bundestag (Hrsg.): Mehr Zukunft für die Erde - Nachhaltige Energiepolitik für dauerhaften Klimaschutz, Bericht der Enquete-Kommission des Deutschen Bundestages, Bonn 1995.
- [4] Dolinski, U., Ziesing, H. J.: Sicherheits-, Preis- und Umweltaspekte der Energieversorgung, Berlin, 1976.

- [5] Engelmann, U.: Beiträge zur Energiepolitik der Bundesrepublik Deutschland 1974-1990, Würzburg 1990.
- [6] Eucken, W.: Die Grundlagen der Nationalökonomie, Berlin/Heidelberg 1965.
- [7] Frey, B. S.: Theorie demokratischer Wirtschaftspolitik, München 1991.
- [8] Gröner, H.: Energiepolitik, in: WiSt, 11. Jg, Heft 1, S. 25 - 33, München 1982.
- [10] Internationale Energie Agentur: Principles for Energy Policy, Paris 1992.
- [11] Kübler, K.: Externe Kosten und Standortsicherung, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 45. Jg. (1995), S. 491-496.
- [12] Schneider H. K.: Mut zur marktwirtschaftlichen Energiepolitik, Energiepolitisches Memorandum des Energiewirtschaftliches Instituts an der Universität Köln, Köln 1977.
- [13] Schneider. H. K.: Die ökonomische und politische Dimension des Energieproblems, in: Allgemeines Statistisches Archiv, 1/1982, S. 1-10.
- [14] Schickling, W.: Entscheidung in Frankfurt, Ludwig Erhards Durchbruch zur Freiheit, Stuttgart 1978.
- [15] Smil, V.: Energy in World History, Boulder 1994.
- [16] Wissenschaftlicher Beirat beim Bundeswirtschaftsministerium: Gedanken über die Zukunft einer künftigen Energiewirtschaftspolitik, Bonn 1961.

Autoren

Autoren

Mathur, A. Dr.	Abteilungsleiter „Energy Engineering & Technology“, TERI	Tata Energy Research Institute (TERI) Darbari Seth Block, India Habitat Centre Lodi Road New Delhi - 110003
Barnert, H. Prof. Dr.-Ing.	Institut für Sicherheitsforschung und Reaktortechnik, Lehrstuhl für Reaktorsicherheit und -technik, RWTH Aachen	Forschungszentrum Jülich GmbH Inst. f. Sicherheitsforschung u. Reaktortechnik 52425 Jülich Tel.: 02461-61-3233 Fax: 02461-61-6856
Bartels, H. Prof. Dr.-Ing.	Projektleiter PHOEBUS Arbeitsgebiete: - erneuerbare Energien - Energiewandlungssysteme - Verfahren d. Energiespeicherung	Forschungszentrum Jülich GmbH Institut für Energieverfahrenstechnik (IEV) 52425 Jülich Tel.: 02461- 61-5082 Fax: 02461-61-6695
Birnbaum, U. Dipl.-Ing.	Wissenschaftlicher Mitarbeiter der Programmgruppe STE Arbeitsgebiete: - Brennstoffzelle	Forschungszentrum Jülich GmbH Programmgruppe STE 52425 Jülich Tel.: 02461-61-3392 Fax: 02461-61-2540
Borsch, P. Dr. rer. nat.	Wissenschaftlicher Mitarbeiter der Programmgruppe MUT Arbeitsgebiete: - Energie-Umweltgeschichte - Energietechnik - Energiewirtschaft	Forschungszentrum Jülich GmbH Programmgruppe MUT 52425 Jülich Tel.: 02461-61-3461 Fax: 02461-61-2540
Bouillon, H. Dr.	Stellvertr. Abteilungsleiter „Koordination und Berichte“, Geschäftsführer Heizkraftwerk Glückstadt Arbeitsgebiete: - Koordination energiewirtschaftl. Beteiligungen - Regenerative, KWK	PreussenElektra Aktiengesellschaft Abteilung EB Tresckowstraße 5 30457 Hannover Tel.: 0511-439-2344 Fax: 0511-439-4459

Eidens, J. Dr.	Stellvertretender Leiter des Projekts Kernfusion Arbeitsgebiete: - Fusionsforschung - Fusionstechnologie	Forschungszentrum Jülich GmbH Projekt Kernfusion (KFS) 52425 Jülich Tel.: 02461-61-3074 Fax: 02461-61-5452
Fasold, H.-G. Dr.	Abt. Netz- u. Speicherplatz	Ruhrgas AG Huttropstr. 60 D-45138 Essen Tel.: 0201-184-3312
Fischer, W.	Wissenschaftlicher Mitarbeiter der Programmgruppe TFF Arbeitsgebiete: - Internationale Umweltpolitik - Energiepolitik	Forschungszentrum Jülich GmbH Programmgruppe TFF 52425 Jülich Tel.: 02461-61-5204
Gasser, V.	Abteilungsleiter, Gerling- Konzern	Gerling-Konzern Allgemeine Versicherungs- Aktiengesellschaft Im Klapperhof 13 50670 Köln Tel.: 0221-144-2647 Fax: 0221-144-7665
Gautier, F. Dr.	Mitglied im Vorstand der GEW Köln AG	Gas-, Elektrizitäts- und Wasserwerke (GEW) Köln AG Parkgürtel 24 50823 Köln
Gelfort, E. Dr. rer. nat.	Leiter Abt. Kerntechnische Sicherheit (Ost) Arbeitsgebiete: - Sicherheit von Kernkraftwerken - neue Kernreaktoren - Störfallmeldungen	Bundesamt für Strahlenschutz Abt. Kerntechnische Anlagen Köpenicker Allee 120 10318 Berlin Tel.: 030-50922-801 Fax: 030-50922-800
Hake, J.-F. Dipl.-Math.	Leiter der Programmgruppe STE, Geschäftsführer der gste	Forschungszentrum Jülich GmbH Programmgruppe STE 52425 Jülich Tel.: 02461-61-3161 Fax: 02461-61-2540

Hoffmann, Th. Dr.	Abt. Kraftwirtschaft, erneuerbare Energien, Forschung und Technologie	Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke -VDEW- e.V. Stresemannallee 23 60596 Frankfurt
Holzapfel, C. Dr.	Wissenschaftlicher Mitarbeiter der Programmgruppe STE Arbeitsgebiete: - Atmosphärische Physik - Klima	Forschungszentrum Jülich GmbH Programmgruppe STE 52425 Jülich Tel.: 02461-61-6971 Fax: 02461-61-2540
Jäger, B. Prof. Dr.	Lehrbeauftragter an der Technischen Universität Berlin und der Technischen Fachhochschule Berlin Arbeitsgebiete: -Energieumwandlungssysteme - Grundlagen d. Regelungstechnik	Technische Universität Berlin Fachbereich 14 Müller-Breslau-Straße 12 10623 Berlin Tel.: 030-3142314 Fax: 030-31425582
Kleemann, M. Dr.-Ing.	Wissenschaftlicher Mitarbeiter der Programmgruppe STE Arbeitsgebiete: - Energie- u. Umweltplanung - Energieversorgungsmodelle - Erneuerbare Energiequellen	Forschungszentrum Jülich GmbH Programmgruppe STE 52425 Jülich Tel.: 02461-61-3397 Fax: 02461-61-2540
Krost, G. Dr.- Ing.	Privatdozent Fachgebiet : Elektrische Anlagen und Netze	Gerhard Mercator Universität Duisburg Bismarckstraße 81 47048 Duisburg Tel.: 0203-379-3222
Kuckshinrichs, W. Dr. rer.pol.	Wissenschaftlicher Mitarbeiter der Programmgruppe STE Arbeitsgebiete: - Energiewirtschaft/-systeme - Energie und Umwelt - Makroökonomie	Forschungszentrum Jülich GmbH Programmgruppe STE 52425 Jülich Tel.: 02461-61-3590 Fax: 02461-61-2540
Kübler, K. Dr.	Ministerialrat, Referatsleiter Langfrist Aspekte der Energiepolitik	Bundesministerium für Wirtschaft Villemombler Str. 76 52123 Bonn Tel.: 0228/615-3844

Kugeler, K. Prof. Dr.-Ing.	Direktor am ISR, Lehrstuhl für Reaktorsicherheit und -technik, RWTH Aachen	Forschungszentrum Jülich GmbH Inst. f. Sicherheitsforschung u. Reaktortechnik ISR 52425 Jülich Tel.: 02461-61-3065 Fax: 02461-61-6856
Linden, W. Dr.	Abteilungsleiter Umweltschutz	Gas-, Elektrizitäts- und Wasserwerke (GEW) Köln AG Parkgürtel 24 50823 Köln
Markewitz, P. Dr.-Ing.	Wissenschaftlicher Mitarbeiter der Programmgruppe STE Arbeitsgebiete: - Energiewirtschaft - Analyse von Energiesystemen - Energie- u. Kraftwerkstechnik	Forschungszentrum Jülich GmbH Programmgruppe STE 52425 Jülich Tel.: 02461-61-6119 Fax: 02461-61-2540
Martinsen, D. Dr. rer.nat.	Wissenschaftlicher Mitarbeiter der Programmgruppe STE Arbeitsgebiete: - Energiemodelle - Technikkonzepte	Forschungszentrum Jülich GmbH Programmgruppe STE 52425 Jülich Tel.: 02461-61-3587 Fax: 02461-61-2540
Meissner, D. Dr.	Leiter der Abteilung Elektrochemie im IEV Arbeitsgebiete: - Brennstoffzellen - Solarenergienutzung	Forschungszentrum Jülich GmbH Inst. Energieverfahrenstechnik IEV 52425 Jülich Tel.: 02461-61-4053 Fax: 02461-61-6695
Mertens, J. Dr.	Abteilungsleiter ISR	Forschungszentrum Jülich GmbH Institut für Sicherheitsforschung und Reaktortechnik 52425 Jülich Tel.: 3435
Opitz, P. Dipl.-Ökon.	Wissenschaftliche Mitarbeiterin BICC Arbeitsgebiete: - Transformationsforschung	Internationales Konversions- zentrum Bonn (BICC) An der Elisabethhöhe 25 53113 Bonn

Rußland
- Reform der Stromwirtschaft in
Rußland

Pallaske, K.-F. Dipl.-Ing.	Prokurist, Abteilungsleiter Energiewirtschaft	Gas-, Elektrizitäts- und Wasserwerke (GEW) Köln AG Parkgürtel 24 50823 Köln
Peisker, D. Dipl.-Ing.	Wissenschaftlicher Mitarbeiter der Projektträgerschaft Biologie, Energie, Ökologie	Forschungszentrum Jülich BEO 52425 Jülich
	Arbeitsgebiet: Nationale Kontaktstelle für EU- Programme im Bereich der nichtnuklearen Energieforschung	Tel.: 02461-61-3266 Fax: 02461-61-2880
Pfaffenberger, W. Prof. Dr.	Universität Oldenburg, Institut für Volkswirtschaftslehre, Arbeitsgemeinschaft Energie- und Systemplanung; Vorsitzender der GEE (Gesellschaft für Energiewissenschaft und -politik)	Carl von Ossietzky Universität Oldenburg Institut für Volkswirtschaftslehre I Postfach 2503 26111 Oldenburg
	Arbeitsgebiete: - Energie und Volkswirtschaft - Elektrizitätswirtschaft	Tel.: 0441-798-3735 Fax: 0441-798-3715
Pruschek, R. Prof. Dr.	Professur Universität GH Essen	Fachbereich 12, Maschinenwesen Universität GH Essen 45117 Essen
	Arbeitsgebiete: - Energieerzeugung/Umwelt - Rationelle Energieverwendung - Solarenergienutzung	Tel.: 0201-183-3788 Fax: 0201-183-3969
Reer, B. Dr.	Wissenschaftlicher Mitarbeiter ISR	Forschungszentrum Jülich GmbH Institut für Sicherheitsforschung und Reaktortechnik 52425 Jülich
		Tel.: 02461-61-6151
Schiffer, H.-W. Dr.	Leiter der Abteilung Übergeordnetes Berichtswesen und Energiewirtschaft, Rheinbraun AG	Rheinbraun AG Abt. S3 Stüttgenweg 2 50935 Köln
		Tel.: 0221-480-23218

Schrattenholzer, L. Dr.	Wissenschaftlicher Mitarbeiter am IIASA	IIASA A-2361 Laxenburg Österreich
Schulte-Janson, Dr.		Ministerium für Wirtschaft, Mittelstand, Technologie und Verkehr Referat 526 Haroldstr. 4 40213 Düsseldorf
Semke, S. Dr. rer.nat.	Wissenschaftliche Mitarbeiterin der Projektträgerschaft Biologie, Energie, Ökologie	Forschungszentrum Jülich GmbH BEO 52425 Jülich
	Arbeitsgebiete: - Grundsatzfragen der Energie- forschung - Energiestrategien u. -planung	Tel.: 02461-61-2738 Fax: 02461-61-2880
Stein, G. Dr.	Leiter der Programmgruppe TFF	Forschungszentrum Jülich GmbH Programmgruppe Technologiefolgenforschung 52425 Jülich
		Tel.: 02461-61-3268
Ströbele, W. Prof. Dr.	Lehrstuhl für Volkswirtschaftstheorie	Westfälische Wilhelms-Universität Münster Universitätsstraße 14-16 48143 Münster
		Tel.: 0251-83-2841
Theenhaus, R. Prof. Dr.-Ing.	Mitglied im Vorstand des Forschungszentrums Jülich, zuständig für Energieforschung	Forschungszentrum Jülich GmbH 52425 Jülich
		Tel.: 02461-61-4671
Vogelsang, H. Dipl.-Ing.	Wissenschaftlicher Mitarbeiter, Universität GH Essen	Fachbereich 12, Maschinenwesen Universität GH Essen 45117 Essen
		Tel.: 0201-183-3788 Fax: 0201-183-3969

Wagner, H. Prof. Dr.	Leiter der Abteilung Photovoltaik des Instituts für Schicht- und Ionentechnik	Forschungszentrum Jülich GmbH Inst. f. Schicht- u. Ionentechnik Abt. Photovoltaik 52425 Jülich Tel.: 02461-61-6507 Fax: 02461-61-3735
Wagner, H.-J. Prof. Dr.-Ing.	Universitätsprofessor Universität- GH Essen, Honorarprofessor Universität-GH Duisburg,	Universität-GH Essen Lehrstuhl für Ökologisch verträgliche Energiewirtschaft Schützenbahn 70 45117 Essen Tel.: 0201-183-3741 Fax: 0201-183-3742
Welsch, H. Dr.	Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Energiewirtschaftlichen Institut der Universität Köln Arbeitsgebiete: - Energie- u. Umweltökonomik - Gesamtwirtschaftliche Ener- giemodelle	Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln Albertus-Magnus-Platz 50923 Köln Tel.: 0221/412022 Fax: 0221/446537
Zhang, W. Master of Engineering.	Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut f. Sicherheitsforschung u. Reaktortechnik Arbeitsgebiete: - Reaktorsicherheit - Energietechnik	Forschungszentrum Jülich GmbH Institut für Sicherheitsforschung und Reaktortechnik 52425 Jülich Tel.: 02461-61-6863 Fax: 02461-61-6856
Zinow, B.-M. Dr.	Rechtsanwalt, Hauptgeschäftsstelle VDEW	Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke - VDEW e.V., Frankfurt
Zwick, M. Dr.	Wissenschaftlicher Mitarbeiter Akademie für Technikfolgenforschung Arbeitsgebiete: - Technik/Gesellschaft - Umweltökonomie	Akademie für Technikfolgen- forschung in Baden-Württemberg Industriestr. 5 70565 Stuttgart Tel.: 0711-9063-163 Fax: 0711-9063-299

Konferenzen des Forschungszentrums Jülich

- 1 Technik und Gesellschaft
Vorträge eines Seminars veranstaltet von der
Programmgruppe Mensch, Umwelt, Technik
des Forschungszentrums Jülich GmbH
W. Fischer, L. Hennen, W. Kirstein, G. Schleser, G. Stein, Ch. Wandrey,
P.M. Wiedemann (1990)
- 2 Analytische Glimmentladungs-Spektroskopie
Jülich, 25.–26. April 1990, Tagungsbericht
herausgegeben von J. Rottmann (1990)
- 3 Die digitale Verarbeitung analoger Signale in Theorie und Praxis
KFA-Fortbildungsseminar; Jülich, im April 1989
U. Eckhardt, H. Eulenberg, F. Janßen, W. Jansen und H. Larue (1990)
- 4 Reduced Enrichment for Research and Test Reactors
Proceedings of the XIIth International Meeting
Berlin, 10.–14. September 1990
Arranged and edited by G. Thamm, M. Brandt (1991)
- 5 Kontrolle radioaktiver Abfälle
Erfahrungen mit der BMU-Richtlinie
Seminar; Jülich, 23.–24. Oktober 1990
Redaktion M. Laser (1991)
- 6 Intermetallische Phasen als Strukturwerkstoffe für hohe Temperaturen
Seminar; Hagen, 30.–31. Oktober 1990
herausgegeben von F.J. Bremer (1991)
- 7 Mikrobruchvorgänge in Al_2O_3 -Keramik
DFG-Kolloquium; Jülich, 9.–10. April 1990
herausgegeben von H. Nickel, R.W. Steinbrech (1991)
- 8 BMFT-Workshop Klimawirkungsforschung
Auswirkungen von Klimaveränderungen
Tagungsband; Bonn, 11.–12. Oktober 1990
herausgegeben von W. Fischer, G. Stein (1991)
- 9 5th International Symposium on
Laser-Aided Plasma Diagnostics
Bad Honnef, 19.–23. August 1991 (1991)
- 10 A Regime to Control Greenhouse Gases:
Issues of Verification, Monitoring, Institutions
Proceedings of a Workshop, Bad Neuenahr, June 12–14, 1991
edited by J.C. di Primio, G. Stein (1991)
- 11 Hartstoffe in Werkzeugen
Seminar: Jülich, 20. und 21. Juni 1991
Redaktion: H. Prasse (1992)

Konferenzen des Forschungszentrums Jülich

- 12 Hadronic Processes at Small Angles in Storage Rings
105th International WE-Heraeus-Seminar, Proceedings
Bad Honnef, February 1–3, 1993
edited by E. Rössle, O.W.B. Schult (1993)
- 13 Economics of the Greenhouse Effect
Modeling Strategies and Impacts
Workshop; Bad Zwischenahn, January 21–22, 1993
edited by W. Kuckshinrichs, W. Pfaffenberger, W. Ströbele (1993)
- 14 Greenhouse Gas Verification – Why, How and How Much?
Proceedings of a Workshop, Bonn, April 28–29, 1994
edited by W. Katscher, J. Lanchbery, J. Salt, G. Stein (1994)
- 15 Advances in Systems Analysis: Modelling Energy-Related Emissions
on a National and Global Level
edited by J.-Fr. Hake, M. Kleemann, W. Kuckshinrichs, D. Martinsen, M. Walbeck
(1994)
- 16 Wasser: Nachhaltige Gewinnung und Verwendung eines lebenswichtigen Rohstoffs
herausgegeben von W. Fischer, C. Karger, F. Wendland (1996)
- 17 Die digitale Verarbeitung analoger Signale in Theorie und Praxis
KFA-Fortbildungsseminar; Jülich, im Juni 1996
U. Eckhardt, H. Eulenberg, F. Janßen, W. Jansen (1996)
- 18 Partielle Differentialgleichungen, Numerik und Anwendungen
Manuskripte der Vorlesungen der Sommerschule vom 2. bis 6. September 1996
im Forschungszentrum Jülich
herausgegeben von W. E. Nagel (1996)
- 19 Gesundheitsbelastungen
Manuskripte der Vorlesungen der 6. Sommerschule Bonn – Jülich
„Anthropogene Umweltveränderungen“ vom 30. August bis 8. September 1995
im Forschungszentrum Jülich
herausgegeben von P. M. Wiedemann, H. M. Seitz (1996)
- 20 Energieforschung
Manuskripte der Vorlesungen des 2. Jülicher Ferienkurses „Energieforschung“
vom 22. September bis 2. Oktober 1996 im Forschungszentrum Jülich
herausgegeben von J.-Fr. Hake, W. Kuckshinrichs, K. Kugeler,
W. Pfaffenberger, H.-J. Wagner (1996)
Teil I: Energiebedarf und Energieversorgung; Energietechnik; Energieverteilung;
Energiewirtschaft; Energie und Umwelt
Teil II: Systemanalyse, Energiesysteme; Sicherheit und Risiko von Energieanlagen;
Energiesituation in ausgewählten Ländern; Energieforschung und Energiepolitik

ISBN 3-89336-197-9

